

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Departamento de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial

**Aplicação do método RCM às Linhas de Muito Alta Tensão da REN**

José da Costa Moreira

Licenciado em Engenharia Electrotécnica pelo Instituto Politécnico do Porto

Dissertação submetida para satisfação parcial dos

requisitos do grau de mestre em

Manutenção Industrial

Dissertação realizada sob a supervisão de

Professor Doutor Luís António Andrade Ferreira,

do Departamento de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Porto, Setembro de 2005



## SUMÁRIO

Em princípio, melhorar a fiabilidade do sistema e reduzir os custos de operação e manutenção da rede são uma das maiores prioridades das empresas ligadas ao sector de transporte e distribuição de energia eléctrica.

Num ambiente cada vez mais competitivo, estas empresas são forçadas a aplicar métodos mais pró-activos de gestão dos seus recursos.

Como em muitos casos o custo de construção e do equipamento é fixo, as despesas de operação e manutenção da rede são as primeiras a sofrer cortes.

À medida que os equipamentos vão envelhecendo, vai aumentando gradualmente a probabilidade de interrupção de serviço por falha de um componente.

O problema põe-se em encontrar o método apropriado de manutenção para manter a principal função do sistema eléctrico. Demasiada manutenção é um desperdício de dinheiro, muito pouca manutenção afectará por certo a disponibilidade do sistema.

É desta forma que surge a importância de avaliar a aplicabilidade da metodologia RCM às Linhas de Muito Alta Tensão.

A metodologia RCM permite identificar as funções mais importantes do sistema em análise, determinar a criticidade de cada modo de falha, seleccionar a actividade de manutenção mais eficaz para uma dada falha, e obter um programa de manutenção actualizado tendo em conta a experiência acumulada.

Com este método todos recursos de manutenção são optimizados porque as tarefas apenas são executadas quando necessárias, resultando em custos de manutenção mais baixos e um nível de fiabilidade mais elevado.

### Palavras-chave

Manutenção, RCM, Linhas de Muito Alta Tensão, Rede Nacional de Transporte.

## SUMMARY

In principle, improving system reliability and reducing operations and maintenance costs are top priorities of electric utilities.

In an increasingly competitive power delivery environment, electric utilities are forced to apply more proactive methods of utility asset management.

Since in many cases the cost of construction and equipment purchases are fixed, operations and maintenance expenditures is the primary candidate for cost cutting and potential savings.

As system equipment continue to age and gradually deteriorate the probability of service interruption due to component failure increases.

Another problem is to find the appropriate maintenance methods for maintaining the function of electric transport in the network. Too much maintenance is a waste of money, too less will affect the system availability.

This is why it is important to evaluate the applicability of RCM (Reliability Centered Maintenance) methodology to High Voltage Transmission Lines.

RCM identifies important system and equipment functions, determines equipment failure modes criticality for each function, selects cost-effective maintenance to avert failures, and supports a “living” maintenance program updated by feedback from ongoing experience.

With this approach, use of maintenance resources is optimized, because tasks are performed only when necessary, and the result is lower maintenance costs and a high level of service reliability.

### Keywords

Maintenance, Reliability Centered Maintenance, RCM, Transmission Lines.

## ÍNDICE DE CONTEÚDOS

<b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
1.1 – Introdução ao RCM .....	15
1.2 – Descrição do RCM .....	18
1.2.1 – Os princípios do RCM .....	20
1.2.2 – Tipos de RCM .....	22
1.2.3 – Análise RCM .....	24
1.2.4 – Falha .....	25
1.2.5 – Conceitos básicos de FMEA e FMECA .....	32
1.3 – Conclusões do capítulo .....	38
<b>CAPÍTULO 2 – LINHAS DE MAT E A RNT .....</b>	<b>39</b>
2.1 – Caracterização das LMAT ao longo dos tempos .....	39
2.2 – Organização do Sistema Eléctrico Nacional .....	45
2.3 – Estrutura de gestão da rede .....	46
2.4 – Conclusões do capítulo .....	50
<b>CAPÍTULO 3 – ELEMENTOS TÍPICOS DE REDE.....</b>	<b>52</b>
3.1 – Cabos condutores e cabos de guarda convencionais .....	53
3.2 – Cabos OPGW e acessórios .....	54
3.3 – Cabos condutores subterrâneos e respectivos acessórios .....	55
3.4 – Cabos WRAP .....	57
3.5 – Apoios .....	57
3.6 – Fundações .....	59
3.7 – Cadeias de isoladores e acessórios .....	60
3.7.1 – Isoladores .....	60
3.7.2 – Acessórios de cadeia de isoladores .....	62
3.7.3 – Acessórios de fixação de cabos .....	64
3.7.4 – Amortecedores de vibrações .....	65
3.8 – Circuito de terra dos apoios .....	67

3.9 – Conjuntos sinaléticos.....	69
3.10 – Balizagem aérea.....	70
3.10.1 – Sinalização para aeronaves.....	70
3.10.2 – Sinalizadores para aves.....	72
3.11 – Conclusões do capítulo.....	72
<b>CAPÍTULO 4 – FENÓMENOS TÍPICOS DA REDE.....</b>	<b>74</b>
4.1 – Descargas atmosféricas em cima da LMAT.....	74
4.2 – Incêndios sob a LMAT.....	76
4.3 – Poluição dos isoladores de vidro e cerâmica.....	78
4.4 – Cegonhas nos apoios das LMAT.....	80
4.5 – Conclusões do capítulo.....	83
<b>CAPÍTULO 5 – ACTUAL METODOLOGIA DE MANUTENÇÃO DAS LMAT.....</b>	<b>84</b>
5.1 – Rondas e inspecções terrestres.....	85
5.2 – Corte e decote de árvores sob a linha.....	87
5.4 – Termografia aos acessórios em tensão.....	88
5.5 – Medição de resistência terra dos apoios.....	91
5.6 – Lavagens de isoladores.....	92
5.7 – Remodelação de linhas.....	93
5.7.1 – Substituição de cadeias de isoladores e de cabos de guarda.....	94
5.7.2 – Protecção anticorrosiva de apoios.....	94
5.8 – Conclusões do capítulo.....	96
<b>CAPÍTULO 6 – QUALIDADE DE SERVIÇO.....</b>	<b>97</b>
6.1 – Continuidade de serviço – Evolução até 2004.....	97
6.1.1 – Energia Não Fornecida – ENF.....	99
6.1.2 – Tempo de Interrupção Equivalente – TIE.....	100
6.1.3 – Frequência média de interrupção do sistema – SAIFI.....	101
6.1.4 – Duração média das interrupções do sistema – SAIDI.....	101
6.1.5 – Tempo médio de reposição de serviço do sistema – SARI.....	102
6.1.6 – Análise Conjunta dos Indicadores Gerais.....	103

6.1.7 – Indicadores individuais.....	104
6.2 – Incidentes – Evolução até 2004.....	108
6.2.1 – Incidentes com origem na RNT.....	111
6.2.2 – Incidentes com origem em Sistemas Externos à RNT.....	114
6.2.3 – Incidentes com Energia Não Fornecida (ENF).....	114
6.2.4 – Incidentes graves em 2004.....	115
6.3 – Conclusões do capítulo.....	116
<b>CAPÍTULO 7 – APLICAÇÃO DA METODOLOGIA RCM ÀS LMAT.....</b>	<b>118</b>
7.1 – RCM aplicado a equipamentos de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.....	118
7.2 – Método adoptado para aplicação da metodologia RCM às LMAT.....	121
7.3 – Escolha da linha analisar.....	122
7.4 – Caracterização histórica e geográfica da linha em análise.....	125
7.5 – Funções, falhas, modos de falha dos elementos da linha em análise e efeitos locais e para o sistema.....	128
7.5.1 – Cabos condutores.....	128
7.5.2 – Acessórios de cabos condutores.....	130
7.5.3 – Cadeia de isoladores.....	131
7.5.4 – Acessórios de cadeia de isolador.....	132
7.5.5 – Cabos de guarda.....	133
7.5.6 – Acessórios dos cabos de guarda.....	135
7.5.7 – Apoios.....	137
7.5.8 – Fundações.....	140
7.6 – Critérios de severidade, ocorrência e detecção.....	142
7.7 – Aplicação dos critérios de severidade, ocorrência e detecção à linha em análise.....	143
7.7.1 – Cabos condutores.....	143
7.7.2 – Acessórios de cabos condutores.....	144
7.7.3 – Cadeia de isoladores.....	145
7.7.4 – Acessórios de cadeia de isolador.....	145
7.7.5 – Cabos de guarda.....	146

7.7.6 – Acessórios dos cabos de guarda .....	146
7.7.7 – Apoios.....	147
7.7.8 – Fundações .....	147
<b>CAPÍTULO 8 – CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE MELHORIA.....</b>	<b>148</b>
8.1 – Conclusões sobre a implementação .....	148
8.2 – Conclusões sobre os resultados obtidos.....	151
8.3 – Sugestões de melhoria .....	153
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>155</b>
<b>ANEXO I – CARACTERÍSTICAS DE CABOS AÉREOS.....</b>	<b>158</b>
<b>ANEXO II – APOIOS TÍPICOS DA REDE .....</b>	<b>159</b>
<b>ANEXO III – ISOLADORES TÍPICOS DA REDE .....</b>	<b>160</b>
<b>ANEXO IV – ÍNDICE DE CRITICIDADE DAS LINHAS EM 2004 .....</b>	<b>161</b>
<b>ANEXO V – FUNÇÕES E FALHAS FUNCIONAIS DA LCGSXL .....</b>	<b>166</b>
<b>ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL .....</b>	<b>171</b>
<b>ANEXO VII – ANÁLISE RPN, ACÇÕES ACTUAIS E RECOMENDADAS NA LCGSXL.....</b>	<b>189</b>
<b>ANEXO VIII – REPRESENTAÇÃO DA REDE .....</b>	<b>212</b>
<b>ACRÓNIMOS .....</b>	<b>5</b>
<b>GLOSSÁRIO .....</b>	<b>7</b>



## ACRÓNIMOS

<b>ACSR</b>	“Aluminium Conductors Steel Reinforced”
<b>AGS</b>	“Armour Grip Suspension”
<b>AT</b>	Alta Tensão
<b>ATR</b>	Autotransformador
<b>BT</b>	Baixa Tensão
<b>BFD</b>	“Bird Fly Diverter”
<b>CIGRÉ</b>	“Conseil International des Grands Réseaux Électriques”
<b>Det.</b>	Detectabilidade
<b>DGGE</b>	Direcção Geral de Geologia e Energia
<b>EDS</b>	“Every-day-stress”
<b>EDP</b>	Energias de Portugal
<b>ENF</b>	Energia não fornecida (MWh)
<b>FMEA</b>	“Failure Modes and Effects Analysis”
<b>FMECA</b>	“Failure Modes, Effects and Criticality Analysis”
<b>HV</b>	“High Voltage”
<b>IEC</b>	“International Electrotechnical Commission”
<b>IEE</b>	“Institution of Electrical Engineers”
<b>IEEE</b>	“Institute of Electrical and Electronics Engineers”
<b>LCGPA</b>	Linha Carregado – Porto Alto
<b>LCGSXL</b>	Linha Carregado – Seixal
<b>LMAT</b>	Linhas de Muito Alta Tensão
<b>LPASXL</b>	Linha Porto Alto – Seixal
<b>L150 kV</b>	Linhas de 150 kV
<b>L220 kV</b>	Linhas de 220 kV
<b>L400 kV</b>	Linhas de 400 kV
<b>MAT</b>	Muito Alta Tensão

## ACRÓNIMOS

---

<b>MT</b>	Média Tensão
<b>Ocor.</b>	Ocorrência
<b>OPGW</b>	“Optical Ground Wire”
<b>Pde</b>	Ponto de Entrega
<b>REN</b>	Rede Eléctrica Nacional
<b>RNT</b>	Rede Nacional de Transporte
<b>RQS</b>	Regulamento da Qualidade de Serviço
<b>RPN</b>	“Risk Priority Number”
<b>RSLEAT</b>	Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão
<b>SAE</b>	“Society of Automotive Engineers”
<b>SAIDI</b>	Frequência média de interrupção do sistema
<b>SAIFI</b>	Duração média das interrupções do sistema (minutos)
<b>SARI</b>	Tempo médio de reposição de serviço do sistema (minutos)
<b>SCG</b>	Subestação do Carregado
<b>SN-Longos</b>	Siderurgia Nacional – Empresa de Produtos Longos, SA
<b>Sev.</b>	Severidade
<b>SXL</b>	Subestação do Seixal
<b>SWG</b>	“Standard Wire Gauge”
<b>TR</b>	Transformador
<b>TIE</b>	Tempo de interrupção equivalente (minutos)
<b>Tint</b>	Tempo de interrupção

## GLOSSÁRIO

**Alta Tensão** – tensão entre fases cujo, valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

**Baixa Tensão** – tensão entre fases, cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.

**Carga** – valor, num dado instante, da potência activa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, um aparelho, uma linha, ou uma rede.

**Cava (abaixamento) da tensão de alimentação** – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada, seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 ms a 1 min. O valor de uma cava de tensão é definido como sendo a diferença entre a tensão eficaz durante a cava de tensão e a tensão declarada.

**Circuito** – sistema de três condutores através dos quais flui um sistema trifásico de correntes eléctricas.

**Cliente** – pessoa singular ou colectiva com um contrato de fornecimento de energia eléctrica ou acordo de acesso e operação das redes.

**Corredor de linha** – corresponde a uma faixa de 45 metros de largura de terreno centrado no eixo da linha.

**Corrente de curto-circuito** – corrente eléctrica entre dois pontos em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa resistência.

**Defeito Eléctrico** – qualquer anomalia no sistema de potência resultante de uma perda de isolamento que requeira a abertura automática de disjuntores.

**Desequilíbrio de tensão** – estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das desfasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais.

**Disparo** – abertura automática de disjuntor provocando a saída da rede de um elemento ou equipamento. A abertura automática é comandada por órgãos de protecção da rede, em consequência de um incidente ou devido à superação dos limites de regulação dos parâmetros da protecção.

**Exploração** – conjunto das actividades necessárias ao funcionamento de uma instalação eléctrica, incluindo as manobras, o comando, o controlo, a manutenção, bem como os trabalhos eléctricos e os não eléctricos.

**Função de Protecção** - conjunto de relés de medida e outros, e de elementos lógicos, incorporados num equipamento de protecção, destinados a identificar perturbações no sistema de potência e a promover a abertura de disjuntores.

**Incidente** – qualquer anomalia na rede eléctrica, com origem no sistema de potência ou não, que requeira ou cause a abertura automática de disjuntores.

**Indisponibilidade** – situação em que um determinado elemento, como um grupo, uma linha, um transformador, um painel, um barramento ou um aparelho, não se encontra apto a responder em exploração às solicitações de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados válidos.

**Instalação (eléctrica)** – conjunto dos equipamentos eléctricos utilizados na Produção, no Transporte, na Conversão, na Distribuição e na Utilização da energia eléctrica, incluindo as fontes de energia, como as baterias, os condensadores e todas as outras fontes de armazenamento de energia eléctrica.

**Linha** – conjunto de equipamentos que interligam duas ou mais instalações eléctricas.

**Manobras** – acções destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração, ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo ou o programa acordado para o conjunto das interligações internacionais, ou ainda a regular os níveis de tensão ou a produção de energia reactiva nos valores mais convenientes, bem como as acções destinadas a desligar ou a religar instalações para trabalhos.

**Média Tensão** – tensão entre fases, cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.

**Muito Alta Tensão** – tensão entre fases, cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

**Ponto de entrega** – ponto (da rede) onde se faz a entrega de energia eléctrica à instalação do cliente ou a outra rede.

**Produtor** – entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um ou mais grupos geradores.

**Rede** – Conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

**Rede de distribuição** – parte da rede utilizada para condução da energia eléctrica, dentro de uma zona de consumo, para o consumidor final.

**Rede de transporte** – parte da rede utilizada para o transporte da energia eléctrica, em geral e na maior parte dos casos, dos locais de produção para as zonas de distribuição e de consumo.

**Rede Nacional de Transporte** – Compreende a rede de muito alta tensão, rede de interligação, instalações do Gestor do Sistema e os bens e direitos conexos.

**Religação** – fecho automático do disjuntor após disparo, através de dispositivo integrado no sistema de protecção.

**Serviços auxiliares** – sistemas de apoio ao funcionamento de uma central de produção de energia eléctrica ou de uma subestação ou posto de corte.

**Subestação** – posto destinado a algum dos seguintes fins:

- Transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta tensão;
- Compensação do factor de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta tensão.

**Tensão nominal de uma rede** – tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento.

**“Upgrading”** – aumento da capacidade de transporte de energia eléctrica da linha através da subida do seu nível de tensão.

**“Upgrading”** – aumento da capacidade de transporte de energia eléctrica da linha sem subir o seu nível de tensão.

**Vão** – Distância (espaço) entre dois apoios. Normalmente é medido em metros.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Tempo de vida de trinta rolamentos.....	19
Figura 1.2 – Componentes de um processo RCM.....	20
Figura 1.3 – Árvore lógica de decisão RCM.....	25
Figura 1.4 – Curvas de probabilidade condicional de falhas aleatórias. ....	28
Figura 1.5 – Curvas de probabilidade condicional de falhas relacionadas com a idade.....	29
Figura 1.6 – Prevenindo a falha.....	31
Figura 2.1 – Rede Nacional de Transporte no fim de 1951 (à esquerda) e fim de 2004 (à direita).....	41
Figura 2.2 – Evolução da Rede Nacional de Transporte desde 31 de Dezembro de 1951.....	44
Figura 2.3 – Organização do Sistema Eléctrico Nacional.....	45
Figura 2.4 – Estrutura accionista da REN.....	46
Figura 2.5 – Organigrama da REN.....	48
Figura 2.6 – Estrutura dentro das Divisões do EX e EQ.....	49
Figura 3.1 – Linha aérea (à esquerda) e galeria de cabos da RNT (à direita). ....	52
Figura 3.2 – Cabos condutores e de guarda da RNT.....	53
Figura 3.3 – Cabo OPGW de 40 fibras da RNT.....	54
Figura 3.4 – Caixa de junção de cabo OPGW.....	55
Figura 3.5 – Acessórios de fixação de cabo OPGW.....	55
Figura 3.6 – Cabo subterrâneo a 220 kV instalado na RNT.....	56
Figura 3.7 – Junções de cabo em galeria na RNT.....	56
Figura 3.8 – Cabo WRAP enrolado em volta de cabo de guarda.....	57
Figura 3.9 – Apoio típico da RNT.....	58
Figura 3.10 – Uma fundação antes de aterrar.....	59
Figura 3.11 – Isoladores de vidro (à esquerda), de cerâmica (a meio) e de compósito (à direita). ....	61
Figura 3.12 – Cadeia de amarração dupla. ....	62
Figura 3.13 – Cadeia de suspensão simples. ....	63

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 3.14 – Pinça de suspensão.....	64
Figura 3.15 – Pinça de amarração. ....	64
Figura 3.16 – Amortecedor Stockbridge. ....	65
Figura 3.17 – Malha de terra. ....	68
Figura 3.18 – Conjuntos sinaléticos instalados em cada apoio. ....	70
Figura 3.19 – Esfera de balizagem. ....	71
Figura 3.20 – Balisor instalado no cabo condutor. ....	71
Figura 3.21 – BFDs. ....	72
Figura 4.1 – Descarga ao cabo de guarda.....	74
Figura 4.2 – Propagação de frente onda. ....	75
Figura 4.3 – Descarga ao cabo de guarda sem efeitos.....	75
Figura 4.4 – Descarga ao cabo de guarda com efeitos. ....	76
Figura 4.5 – Incêndio debaixo de uma LMAT. ....	77
Figura 4.6 – Isolador de vidro poluído. ....	78
Figura 4.7 – Isolador antipoluição (à esquerda) e compósito (à direita). ....	79
Figura 4.8 – Ninhos e sistema inibidores de poiso de cegonha. ....	82
Figura 5.1 – Excesso de vegetação (à esquerda) e fundação sem terra (à direita).....	85
Figura 5.2 – Tinta queimada nas cantoneiras. ....	85
Figura 5.3 – Acessórios com desgaste (à esquerda) isoladores partidos e contornados (à direita). ....	86
Figura 5.4 – Fios de cabo condutor partido (à esquerda) e fios danificados (à direita).....	86
Figura 5.5 – Corte de árvores na proximidade da linha.....	88
Figura 5.6 – Termografia a linhas usando helicóptero. ....	90
Figura 5.7 – Medição da resistência de terra dos apoios. ....	92
Figura 5.8 – Lavagens de isoladores (à esquerda) e equipamento de lavagem (à direita).....	93
Figura 5.9 – Pintura manual (à esquerda) e galvanização por imersão a quente (à direita).....	95
Figura 6.1 – Energia Não Fornecida – ENF ( $TI > 3\text{min}$ ). ....	99
Figura 6.2 – Energia ENF por zona do País em 2004. ....	100

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 6.3 – Tempo de Interrupção Equivalente – TIE (TI>3min). .....	100
Figura 6.4 – SAIFI TI>3 - Frequência média de Interrupção do Sistema. ....	101
Figura 6.5 – SAIDI TI>3 - Duração média das Interrupções do Sistema. ....	102
Figura 6.6 – SARI TI>3 - Tempo médio de reposição do serviço do Sistema.....	102
Figura 6.7 – Evolução dos indicadores da continuidade de serviço na RNT (sem incidentes excepcionais). ....	103
Figura 6.8 – Número de Interrupções próprias (Tint>3min) por Ponto de Entrega em 2004. ....	104
Figura 6.9 – Duração Total das Interrupções próprias (Tint>3min)por Ponto de Entrega em 2004. ....	105
Figura 6.10 – ENF (Tint>3min) - Energia Não Fornecida por Ponto de Entrega em 2004. ....	105
Figura 6.11 – Interrupções em 2004 (por causas em %). ....	106
Figura 6.12 – Interrupções nos PdE da RNT.....	107
Figura 6.13 – Interrupções por PdE na RNT. ....	107
Figura 6.14 – Origem dos incidentes com repercussões na RNT em 2004.....	108
Figura 6.15 – Origem dos incidentes com repercussão na RNT (2001 a 2004).....	109
Figura 6.16 – Causas dos incidentes RNT com origem nos sistemas auxiliares em 2004. ....	110
Figura 6.17 – Causas dos incidentes com repercussões na RNT em 2004.....	110
Figura 6.18 – Causas dos incidentes com origem na RNT ocorridos em linhas entre 2001 e 2004.....	112
Figura 6.19 – Evolução do número de defeitos com origem em linhas da RNT por 100 km de circuito. ....	113
Figura 6.20 – Causas dos incidentes internos e externos à RNT que deram origem a ENF imputável à RNT em 2004. ....	115
Figura 7.1 – N° de incidentes com origem em LMAT entre 2001 e 2004, das cinco primeiras linhas com maior índice de criticidade. ....	123
Figura 7.2 – N° de incidentes por causas, com origem na LCGSXL entre 2001 e 2004.....	124
Figura 7.3 – Mapa de localização da LCGSXL em 2004.....	125
Figura 7.4 – Numeração dos apoios da LCGSXL. ....	126
Figura 7.5 – Painel de saída da LCGSXL na SCG.....	127



Figura 7.6 – União de compressão para cabo Zebra.....	130
Figura 7.7 – Acessório de suspensão de cabo de guarda da LCGSXL. ....	135
Figura 7.8 – Acessório de amarração de cabo de guarda da LCGSXL. ....	135
Figura 7.9 – Apoio do tipo U (à esquerda) e apoio do tipo MT (à direita) na LCGSXL.....	137
Figura 7.10 – Dissuasor de poiso e ninho artificial na LCGSXL.....	138
Figura 7.11 – Fundação do tipo DRN (à esquerda) e DRN-R (à direita) na LCGSXL.....	140
Figura 8.1 – Causas dos incidentes com origem na RNT ocorridos em linhas entre 2001 e 2004.....	149
Figura 8.2 – Distribuição dos RPN dos componentes da LCGSXL.....	151
Figura 8.3 – Matriz de criticidade aplicada à LCGSXL.....	152
Figura 8.4 – Ocorrências versus Detectabilidade na LCGSXL.....	153

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1 – Tabela de FMEA (exemplo). .....	34
Tabela 1.2 – Categorias de Criticidade/Severidade (exemplo). .....	35
Tabela 1.3 – Categorias de probabilidade de ocorrência de falhas (exemplo). .....	36
Tabela 1.4 – Categorias de detecção de falhas (exemplo). .....	36
Tabela 3.1 – Comprimento de Linhas e Corredores de Linha em 31 Dezembro de 2004. ....	52
Tabela 4.1 – Localização e evolução do número de ninhos de 1998 a 2004. ....	81
Tabela 4.2 – Evolução da taxa de incidentes relacionados com ninhos de cegonhas (1993-2004). ....	83
Tabela 6.1 – Indicadores individuais e gerais de 2004. ....	99
Tabela 6.2 – Interrupções de pontos de entrega, independentemente da sua duração (1998 – 2004). ....	104
Tabela 6.3 – Indicadores gerais (2003 – 2004). ....	116
Tabela 7.1 – Comprimento total e nº de apoios da LCGSXL que atravessam as localidades. ....	126
Tabela 7.2 – Cargas admissíveis em cada regime de exploração da LCGSXL. ....	129
Tabela 7.3 – Critério de severidade para LMAT. ....	142
Tabela 7.4 – Critério de ocorrência para LMAT. ....	142
Tabela 7.5 – Critério de detecção para LMAT. ....	143
Tabela IV.1 – Principais factores de ponderações das linhas em 2004. ....	162
Tabela IV.2 – Factores intermédios de ponderações das linhas em 2004. ....	163
Tabela IV.3 – Factores intermédios de ponderações das linhas em 2004 (continuação). ....	164
Tabela IV.4 – Extracto da tabela de índices de criticidade das linhas em 2004. ....	165

## **CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO**

As exigências cada vez maiores da sociedade para que as empresas, em especial as que actuam com produtos ou áreas de risco potencial elevado, actuem de forma responsável na busca da minimização destes riscos e das consequências que possam afectar a segurança, a saúde e o meio ambiente, representam um enorme desafio. Manter os activos de forma a que os mesmos trabalhem na sua melhor condição e produzam eficientemente sem que a sua falha gere acidentes é uma preocupação cada vez maior das áreas de manutenção destas empresas. A metodologia RCM vem ao encontro destas preocupações.

Neste capítulo, para além de uma pequena introdução ao RCM, é dada uma breve descrição das várias formas que o RCM vai assumindo.

No capítulo seguinte é feito o enquadramento das Linhas de Muito Alta Tensão no Sistema Eléctrico Nacional, bem como da evolução das mesmas ao longo dos tempos e da actual estrutura de gestão da rede. Segue-se o capítulo que dá uma visão dos milhares de elementos que constituem a nossa rede, seguindo-se uma descrição dos fenómenos mais típicos e principais causadores de falhas da rede. O capítulo seguinte descreve a actual metodologia de manutenção seguindo-se o capítulo que indica os principais índices de controlo da qualidade de serviço das linhas.

Por fim, nos capítulos finais descrevem-se algumas das aplicações desta metodologia em equipamentos de Muito Alta Tensão, seguindo-se a aplicação nesta metodologia a umas das linhas mais críticas do nosso sistema, culminando com algumas conclusões e recomendações em relação à aplicabilidade desta metodologia.

### **1.1 – Introdução ao RCM**

No fim da década de 1950, na aviação civil dos Estados Unidos América, aproximadamente 60 aviões por cada milhão tinham problemas no momento da decolagem. Aproximadamente dois terços destes problemas eram devido à falha de equipamento. Se assim tivesse continuado até ao ano 2000, com o volume elevado de voos que agora existe, pelo menos dois aviões tão grandes com o Boeing 737 tinham problemas na decolagem por dia. No entanto, hoje a aviação civil dos Estados Unidos América tem apenas, aproximadamente, dois problemas por cada milhão de decolagens, dos quais aproximadamente um sexto é devido a falha de equipamento. A história que está por de trás desta transformação, que fez com que a aviação civil

proverbialmente seja intitulada "a forma a mais segura viajar," é a história do RCM – Reliability Centered Maintenance (Athos Corporation, 2003).

Na década de 1960, enfrentando elevadas taxas de falhas que não correspondiam as elevadas taxas de manutenção, os responsáveis da manutenção das transportadoras aéreas trabalharam em conjunto com a “Federal Aviation Administration” (FAA) para investigar as falhas e o comportamento do equipamento relacionado com as falhas. Estes estudos de fiabilidade mostraram-lhes que as velhas suposições sobre o desgaste do equipamento já não se aplicavam aos complexos equipamentos a bordo dos aviões. Então formularam princípios e conceitos que viriam a ter larga aplicabilidade em outras indústrias. No entanto, estas lições foram confinadas inicialmente à aviação civil numa série de relatórios publicados pelas indústrias associadas da “Air Transport Association” (ATA): MSG-1 em 1968 (pelo o grupo “Maintenance Steering Group” da ATA), MSG-2 em 1970 (refinamento do primeiro), e MSG-3 em 1980 (inclui dados do relatório de Nowlan e Heap).

Durante a década de 1970, o “US Department of Defense” (DoD) procurou desenvolver estratégias para controlar os custos de manutenção. Embora este não fosse o motivo que levou a aviação civil a revolucionar a sua maneira de fazer manutenção, conduziu o DoD a investigar as práticas de manutenção na indústria comercial, mais propriamente na aviação civil. Por fim, o DoD convidou Stanley Nowlan e Howard Heap da United Airlines a escrever um relatório sobre as lições que tinham sido aprendidas pelas transportadoras aéreas. Estes terminaram o relatório em 1978 intitulando-o de “*Reliability-Centered Maintenance*”, porque as transportadoras tinham como objectivo aumentar a fiabilidade dos seus aviões. Este relatório ainda hoje é um dos mais importantes documentos, se não o mais importante, na história da gestão dos activos físicos.

Nowlan e o Heap descreveram o progresso que as transportadoras aéreas tinham tido usando MSG-2. Apresentaram um processo sistemático para identificar todos os modos de falha que provavelmente causariam a falha. O processo que descreveram, que se tornou conhecido como RCM, atribui as consequências de cada modo de falha a uma de quatro categorias: *hidden* (escondida), *safety* (segurança), *operational* (operacional), ou *non-operational* (não operacional). O RCM encaminha estas consequências para tarefas pró-activas (*on-condition*, *scheduled restoration*, *scheduled discard*) e para tarefas por defeito (*failure-finding*, *redesign*, “*no scheduled maintenance*”). No fim do processo, a cada modo de falha é atribuída uma tarefa que seja tecnicamente praticável (aplicável), e que valha a pena fazer em termos das suas consequências (eficaz), mesmo que essa tarefa seja “*no scheduled maintenance*” (sem manutenção programada).

O relatório de Nowlan e Heap representou um avanço considerável em relação à filosofia descrita no MSG-2. Foi usado como uma base para o MSG-3 que foi promulgado em 1980, revisto pela primeira vez em 1988, a segunda em 1993, a terceira em 2001 e a quarta vez em 2002. Continua a ser usado para desenvolver programas de manutenção antes da entrada em serviço de novos tipos de aviões comerciais.

O relatório de Nowlan e Heap e o MSG 3 têm sido desde então usados como base para vários “standards” militares de RCM, e para outros derivados não aeronáuticos. Inúmeros segmentos produtivos usam o RCM, tais como indústrias nucleares, produtoras e distribuidoras de energia eléctrica e petroquímica, que pelas suas características possuem elevadas preocupações pela segurança e fiabilidade das suas operações.

Em 1999, a “Society of Automotive Engineers” (SAE) publica o primeiro documento que nomeia os critérios mínimos que um processo deve incluir para ser chamado um processo de “RCM”: JA1011, *Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes*. Embora publicado pela SAE, o JA1011 pode ser usado por todas as organizações com recursos físicos que necessitem de manutenção programada.

Em 1991 e 1992, John Moubray publica no Reino Unido e nos Estados Unidos, respectivamente, a primeira edição do seu livro sobre o RCM 2. O RCM 2 é uma versão avançada do processo original de RCM, sendo o livro reconhecido como um clássico para formulação de estratégias de gestão de manutenção de recursos físicos.

O RCM 2 melhora os detalhes técnicos do processo de RCM adicionando consequências ambientais à segurança. Esclarece a estrutura de etapas definindo sete perguntas como centro do processo técnico. Esclarece também alguns termos usados no processo. Por exemplo, o processo original de RCM usa os termos “aplicáveis” e “eficazes” para descrever tarefas apropriadas. Na prática, estes termos requerem muita explicação o que causa muita confusão. RCM 2 substitui-os com as frases “tecnicamente praticáveis” e “valha a pena fazer”.

O RCM 2 é um de poucos processos comercialmente disponíveis de RCM que cumpre inteiramente o standard JA1011 da SAE.

Além destas melhorias técnicas, o RCM 2 introduz uma estrutura de gestão por equipas. Nesta estrutura de gestão, os operadores e o pessoal da manutenção encontram-se pelo menos 5 vezes (e em alguns casos até 15 vezes) para partilhar os seus conhecimentos e experiências práticas sobre o recurso em análise, e para decidir que recomendações devem ser feitas a respeito da manutenção, do desenho do “hardware”, dos procedimentos de trabalho e dos treinos necessários. Todos recebem o treino básico

em RCM 2, mas todas as reuniões são supervisionadas por um perito em RCM 2 que assegura a aplicação do processo de RCM correctamente. Todos os membros da equipa incluindo os peritos em RCM 2 trabalham para a organização que possui o recurso físico, para assegurar que os resultados obtidos tenham o maior retorno possível para os utilizadores desse recurso.

### 1.2 – Descrição do RCM

Com algumas excepções, a manutenção preventiva foi considerada a técnica mais avançada e a mais eficaz de manutenção disponível para o uso das organizações industriais, em particular dos serviços de manutenção. O programa de manutenção preventiva é baseado na suposição “de um relacionamento fundamental causa/efeito, entre a manutenção programada e operação fiável”. Esta suposição foi baseada na ideia de que se as peças mecânicas se desgastam, a fiabilidade de todo o equipamento está directamente relacionada com a idade de operação. Isto levou a que o equipamento fosse inspeccionado mais frequentemente, de modo que, quanto mais inspeccionado mais protegido estava de uma provável falha. O único problema estava em determinar que limite de idade era necessário para assegurar uma operação fiável." (Pride, 2005).

Nowlan e o Heap chegaram à conclusão de que, *"uma política da manutenção baseada exclusivamente num tempo de vida máximo, independentemente do limite de idade, não tem quase nenhum ou nenhum efeito na taxa de falhas."* (Nowlan, Heap, 1978).

Em estudos separados e independentes, notou-se que existiam umas diferenças entre a vida que era perceptível e a vida de projecto para a maioria dos equipamentos e componentes. De facto, descobriu-se que em muitos casos o tempo de vida do equipamento era muito superior aquilo que era perceptível ou indicado em projecto.

A manutenção preventiva supõe que as probabilidades da falha podem ser determinadas estatisticamente para máquinas e componentes individuais, e que as peças podem ser substituídas ou ajustadas antes que a falha aconteça. Para o exemplo, uma prática comum era substituir os rolamentos existentes depois de passado um determinado número de horas de funcionamento, supondo-se que a taxa de falhas dos rolamentos aumenta com o tempo de serviço.

A Fig.1.1 mostra a distribuição de falhas de um grupo de trinta rolamentos de esferas, idênticos, instalados em máquinas de teste de tempo de vida. A grande variação no tempo de vida do rolamento é óbvia o que impossibilita o uso de qualquer estratégia de manutenção eficaz baseada no tempo.

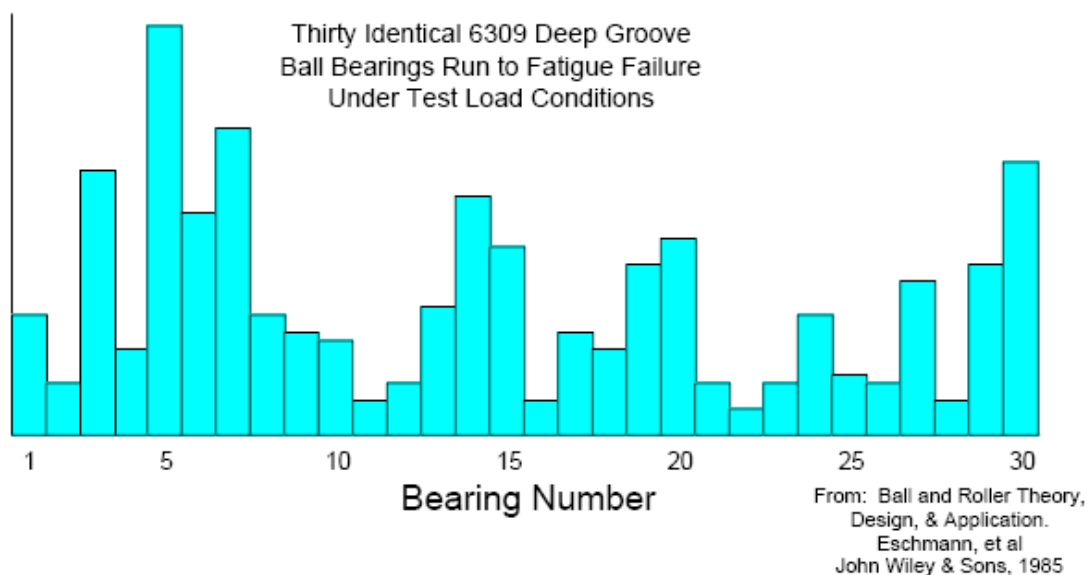


Figura 1.1 – Tempo de vida de trinta rolamentos.

Felizmente, com os avanços trazidos pelos computadores nos anos noventa foi possível em muitos casos identificar os precursores da falha, quantificar as condições em que o equipamento se encontra e programar a reparação apropriada com um grau mais elevado de confiança do que era possível ao executar a manutenção estritamente baseada em intervalos, que geralmente se relacionava com estimativas erradas de quando um componente poderia falhar. Recentemente foi descoberto que existem características muito diferentes de falha de equipamento, e que só um número muito reduzido se relaciona com a idade ou uso. Estes novos dados fizeram aumentar a ênfase na monitorização das condições (*Condition Monitoring*), frequentemente conhecida como manutenção condicionada (*Condition-Based Maintenance*), que provocou diminuição de confiança na manutenção planeada baseada no tempo.

Daqui não se deve inferir que a manutenção baseada em intervalos deva ser substituída pela manutenção condicionada. De facto, a manutenção baseada em intervalos é apropriada para aqueles exemplos onde a abrasão, erosão, corrosão, alteração das propriedades do material devido à fadiga, etc. e/ou uma clara correlação entre a idade e a fiabilidade funcional exista.

Por outro lado, naqueles sistemas ou componentes onde nenhuma consequência da falha em termos de missão, ambiental, de segurança, ou de custo de ciclo de vida exista, a manutenção não deve ser executada, isto é, o equipamento deve funcionar até que a falha aconteça e depois ser substituído.

O RCM é a mistura das práticas de manutenção reactiva (*reactive*), manutenção baseada no tempo ou em intervalos (*time- or interval-based*), manutenção condicionada (*condition-based*) e manutenção pró-activa (*proactive*). A aplicação básica de cada estratégia é a indicada na Fig.1.2. Estas estratégias de manutenção, mais do que aplicadas independentemente, estão integradas para uso das respectivas vantagens de forma a maximizar o uso e a fiabilidade do equipamento, minimizando os custos do tempo de vida.

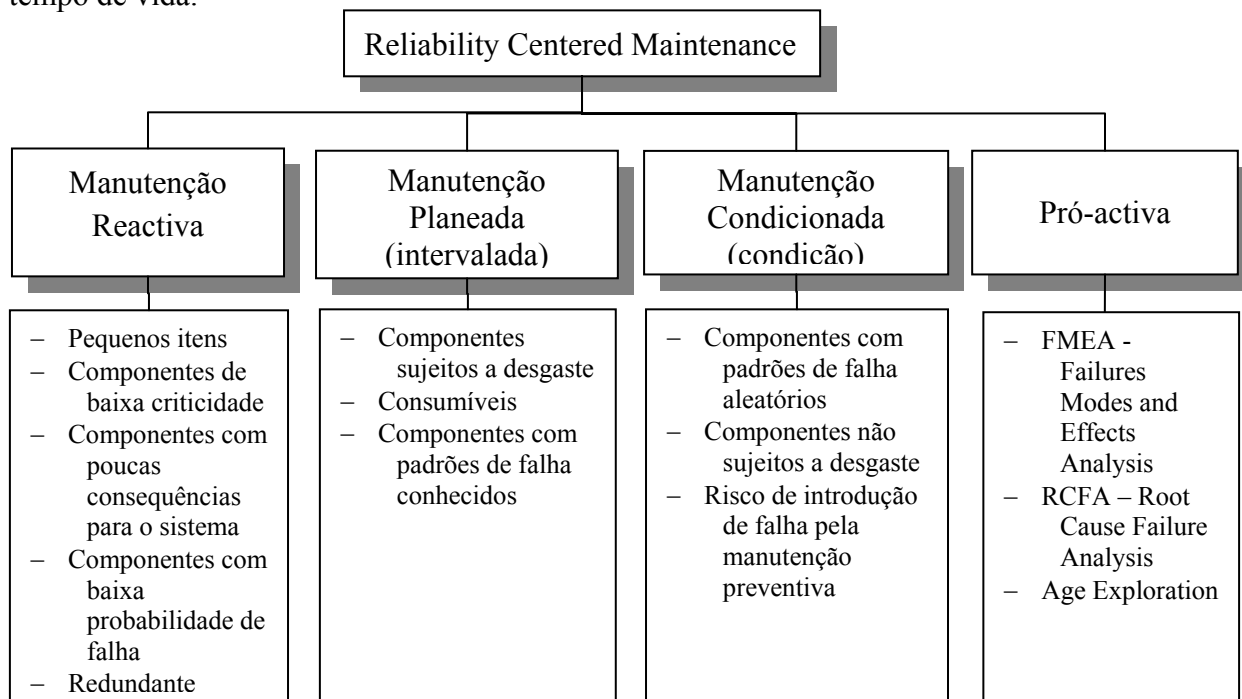


Figura 1.2 – Componentes de um processo RCM.

Cada utilizador do RCM deve conhecer os limites do sistema, as funções de cada sistema/equipamento, falhas funcionais, e modos de falha, porque todas estas componentes são críticas da elaboração de um processo RCM.

### 1.2.1 – Os princípios do RCM

Os princípios básicos de RCM são:

- **Orientação para a função** – o RCM procura preservar não só operacionalidade mas a função do sistema ou do equipamento. A redundância de cada função, através de múltiplas partes do equipamento, melhora a fiabilidade funcional mas aumenta os custos do tempo de vida.
- **Orientação para o sistema** – o RCM está mais preocupado em manter a função do sistema do que a função de um componente em particular.



- **Centrado na fiabilidade** – A relação entre o tempo de operação e o número de falhas é importante. O RCM não está excessivamente vocacionado para análise da taxa de falhas, procura isso sim saber a probabilidade de falha em determinadas condições e em idades específicas, ou seja, a probabilidade da falha ocorrer num determinado intervalo de tempo.
- **Reconhecimento de limitações de projecto** – o RCM procura manter a inerente fiabilidade do equipamento projectado, reconhecendo que mudanças nessa inerente fiabilidade são uma atribuição do projecto e não da manutenção. A manutenção apenas pode assegurar e manter o nível da fiabilidade de projecto para o equipamento. No entanto, o RCM reconhece que o feedback da manutenção pode melhorar no projecto original. O RCM reconhece também que frequentemente existem diferenças entre a vida perceptível de projecto e a vida intrínseca ou real de projecto, e que por isso endereça estas preocupações a um processo de exploração de idade (*Age Exploration*).
- **Condução pela segurança e economia** – a segurança deve ser assegurada a todo o custo. O critério seguinte a assegurar é a gestão eficiente dos custos.
- **Definição de falha como "toda a condição insatisfatória"** – Assim, a falha pode ser a perda de determinada função ou a redução dos níveis de qualidade abaixo do aceitável (a operação continua mas tem impacto na qualidade).
- **Uso de uma árvore lógica para seleccionar as tarefas de manutenção** – Isto permite uma aproximação consistente à manutenção de todos os tipos do equipamento.
- **As tarefas devem ser aplicáveis** – As tarefas devem endereçar o modo de falha e considerar as características do modo de falha.
- **As tarefas devem ser eficazes** – As tarefas devem reduzir a probabilidade de falha e ser de custos eficientes.
- **Reconhece três tipos de manutenção** – Estas tarefas estão relacionadas com o tempo (manutenção preventiva), relacionadas com a condição (manutenção condicionada) e com a detecção da falha (um de diversos aspectos da manutenção pró-activa). As tarefas relacionadas com o tempo são programadas quando apropriadas. As tarefas relacionadas com a condição são executadas quando as condições indicam que é preciso. As tarefas de detecção da falha detectam a perda de funções escondidas (*hidden functions*) que não foram evidenciadas. Adicionalmente, não fazer nenhuma manutenção, ou seja,

funcionar até avariar, é uma decisão consciente e aceitável para alguns equipamentos.

- **O RCM é um sistema vivo** – O RCM extrai dados dos resultados obtidos e reutiliza estes dados para melhorar futuras manutenções e futuros projectos. Este “feedback” é uma parte importante da manutenção pró-activa do programa de RCM.

### 1.2.2 – Tipos de RCM

Há diversas maneiras conduzir e executar um programa de RCM. O programa RCM pode ser baseado em rigorosos FMEAs (*Failure Modes and Effects Analysis*) com probabilidades da falha matematicamente calculadas e baseadas em históricos ou dados de projecto, intuição ou senso comum, e/ou dados experimentais com modelização. Estas abordagens podem ser intituladas de Clássicas, Rigorosas, Intuitivas, Essenciais (*Streamlined*) ou Abreviadas. Outros termos por vezes usados para estas mesmas abordagens são Concisa (sucinto), Optimização da Manutenção Preventiva, Baseada na Fiabilidade, e Realce da Fiabilidade. Todos estes termos são aplicáveis. A decisão de que técnica a usar, é do utilizador e deve ser baseada em:

- Consequências da falha
- Probabilidade da falha
- Históricos da falha disponíveis
- Tolerância ao risco
- Disponibilidade de recursos

No fundo existem basicamente duas linhas de pensamento para análises de RCM.

Uma das linhas (e provavelmente a mais popular) é a promovida por John Moubray no seu livro intitulado “Reliability Centered Maintenance II”, em que o componente está no centro todas as decisões sobre a estratégia da manutenção a aplicar dentro do seu contexto de funcionamento.

A outra linha de pensamento sugere que a unidade em análise é dividida em sistemas e que somente as tarefas de RCM que mitigam as falhas do sistema são consideradas. Considera-se sistema crítico àquele onde uma falha desse sistema causa uma falha da unidade ou do processo. A identificação dos limites do sistema dita que componentes pertencem a esse sistema (Nichols, 2000).

### **RCM Clássico / Rigoroso (“Component Based Approach”)**

- a) Benefícios: O RCM clássico ou rigoroso oferece mais conhecimento e dados em relação às funções do sistema, modos de falha, e às acções de manutenção que endereçam falhas funcionais. O RCM como análise rigorosa foi o primeiro método proposto e documentado por Nowlan e Heap e mais tarde modificado por John Moubray, Anthony M. Smith, e por outros. Este método é o que produz a documentação mais completa de todos os métodos.
- b) Alertas: O RCM clássico ou rigoroso, recuando na historia, foi no início baseado no FMEA com pouca, se alguma, análise dos dados históricos de desempenho. Além disso, a análise rigorosa do RCM é extremamente trabalhosa e frequentemente adia a implementação de tarefas óbvias de monitorização de condições.
- c) Aplicações: O uso deste tipo de RCM deve ser limitado às seguintes três situações:
  - As consequências da falha resultam em risco catastrófico para o ambiente, para a saúde, ou para a segurança e/ou determinam o fim do negócio.
  - A fiabilidade e o custo de manutenção associado ainda são inaceitáveis após implementação dos outros tipos de RCM.
  - O sistema/equipamento é novo na organização, a manutenção praticada pela empresa ainda é insuficiente e as funções e as falhas funcionais ainda não são conhecidas.

### **RCM Abreviado / Intuitivo / Essencial /*Streamlined* (System Based Approach)**

- a) Benefícios: Esta abordagem é intuitiva e identifica e executa o óbvio, normalmente manutenção condicionada e tarefas de análise reduzida. Põe de lado ou elimina tarefas de manutenção pouco significativas baseadas em históricos ou em elementos fornecidos pelo pessoal da manutenção/operação. A intenção é reduzir o tempo de análise inicial para começar a economizar o mais cedo possível, o que ajuda a minimizar os custos de implementação do FMEA e da monitorização condicionada.
- b) Alertas: Acreditar em registos históricos e em conhecimentos fornecidos pelas pessoas pode induzir erros no processo, que podem conduzir a falhas escondidas (*hidden failures*) com uma baixa probabilidade de ocorrência. Este tipo de processo intuitivo requer que pelo menos uma pessoa conheça completamente as várias tecnologias de monitorização por condição.
- c) Aplicações: Este tipo de RCM deve ser usado quando:

- A função do sistema/equipamento é bem conhecida.
- A falha funcional do sistema/equipamento não resultará em perdas de vidas ou não terá um impacto catastrófico no ambiente ou no negócio.

Para estas razões, este tipo de abordagem foi recomendado aos serviços o “Department of State” (DOS), da “National Aeronautics and Space Administration” (NASA) e da “Naval Facility Engineering Command's” (NAVFAC) nos Estados Unidos América.

O “Electric Power Research Institute” (EPRI) foi das primeiras organizações a aplicar este método em linhas eléctricas, obtendo níveis diferentes de sucesso.

### 1.2.3 – Análise RCM

Qualquer processo RCM tem de assegurar que todas as 7 questões que se seguem são “satisfatoriamente” respondidas na sequência indicada:

1. Quais são as funções e os padrões de desempenho desejados para o sistema ou equipamento no seu contexto operacional actual (funções)?
2. De que forma podem eles não cumprirem as suas funções (falhas funcionais)?
3. O que causa cada falha funcional (modos de falha)?
4. O que acontece quando a falha ocorre (efeitos da falha)?
5. Qual é a importância de cada falha (consequências da falha/análise RPN)?
6. O que deve ser feito para prever ou prevenir cada falha (tarefas pró-activas e tarefas intervaladas)?
7. O que deve ser feito se não existir nenhuma tarefa pró-activa apropriada (acções por “default”)?

As respostas a estas questões podem ser usadas na árvore da lógica de decisão RCM descrita na Fig.1.3, para determinar o tipo de manutenção a aplicar a determinado item de um equipamento ou sistema.

De notar que o processo abaixo descrito apenas tem quatro resultados possíveis:

- Acções de manutenção condicionada.
- Acções de manutenção baseadas em intervalo (tempo ou ciclo).
- Indagar se o redesenho resolverá o problema e assim aceitar o risco da falha, ou aceitar que nenhuma acção da manutenção reduzirá a probabilidade de falha e então instalar redundância.

- Não executar nenhuma acção de manutenção e então reparar depois da falha.

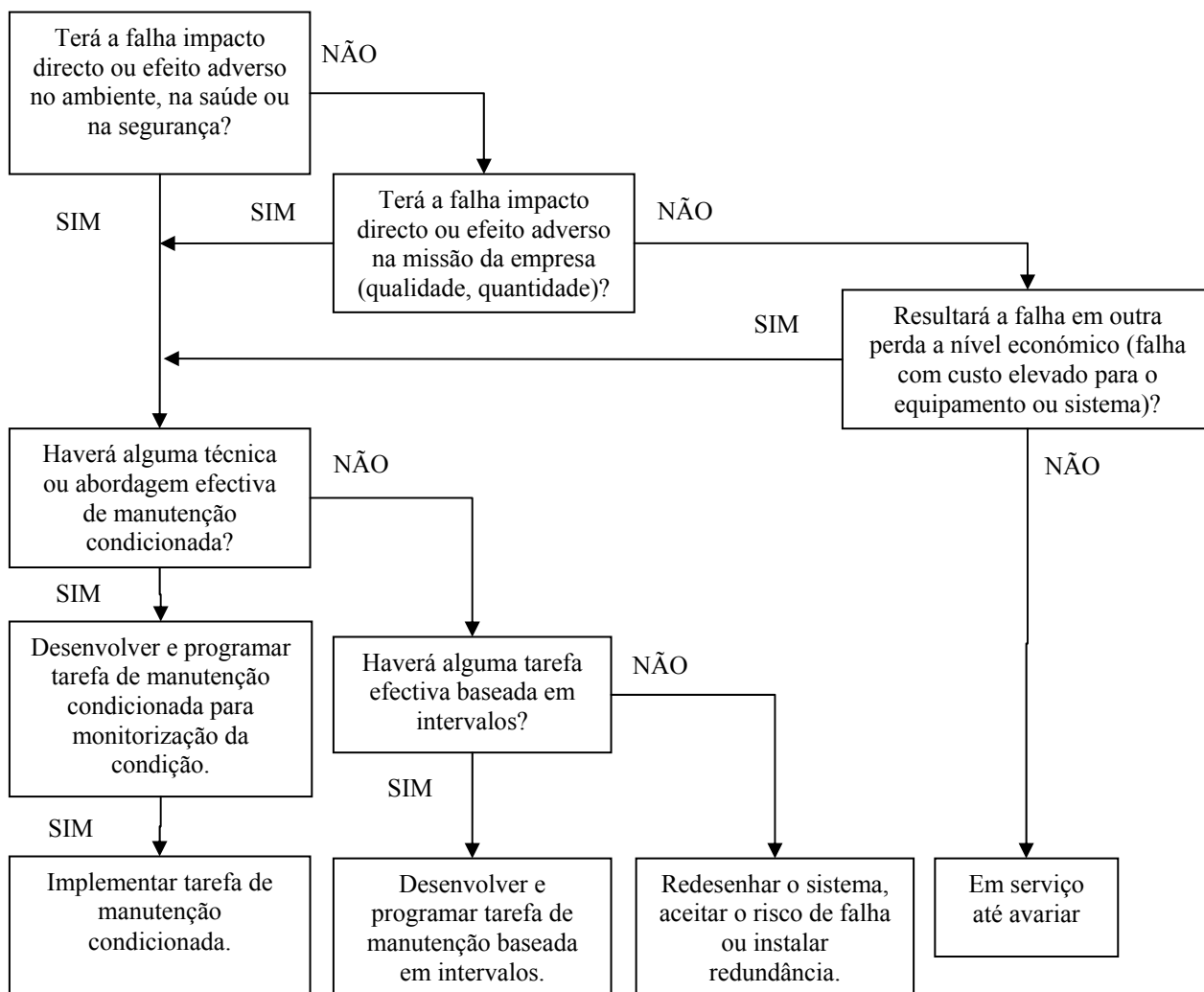


Figura 1.3 – Árvore lógica de decisão RCM.

### 1.2.4 – Falha

A falha é o fim de uma determinada função ou de desempenho apropriado. O RCM examina a falha a diversos níveis: ao nível de sistema, ao nível do subsistema, ao nível componente, e por vezes ao nível das peças do componente. O objectivo de uma organização eficaz da manutenção é obter o desempenho desejado do sistema ao mais baixo custo. Isto significa que a manutenção deve ser baseada numa clara assunção de que é uma falha aos diversos níveis do sistema. Os componentes do sistema podem estar degradados ou mesmo avariados e ainda não causarem uma falha do sistema. Um exemplo simples é a lâmpada do farol de um automóvel. A falha desse componente tem pouco efeito no desempenho do sistema. Por outro lado, diversos componentes degradados e combinados podem fazer com que o sistema falhe, não havendo no entanto nenhum componente em particular avariado.

### **Sistema e limites do sistema**

Um sistema é qualquer grupo de componentes, equipamentos ou serviços definidos pelo utilizador que suportam uma exigência operacional. Estas exigências operacionais são definidas pela criticidade da missão ou por exigências ambientais, de saúde, de segurança, regulamentares, de qualidade, ou por outras exigências definidas pela empresa. A maioria dos sistemas podem ser subdivididos em subsistemas únicos seguindo os limites definidos pelo utilizador. Os limites são seleccionados como método de divisão do sistema em subsistemas quando a complexidade do sistema faz com que a análise por outros meios seja difícil:

- A definição de limite ou de interface com o sistema contém uma descrição das entradas e saídas que cruzam cada limite.
- A envolvente de um determinado serviço é a barreira física criada por um edifício, por cerco, ou por outra estrutura; como por exemplo, uma torre refrigeração ou um tanque.
- Tornar “standard” a selecção dos limites. Por o exemplo, uma bomba pode incluir a primeira torneira de entrada e saída, e respectivos acoplamentos. O motor incluiria o circuito eléctrico mas não incluiria por exemplo o acoplamento.

A intenção é desenvolver uma série de FMEAs modulares e montá-los como quem monta peças de Legos. Depois selecciona as acções da manutenção baseadas nas consequências do risco determinadas pelos factores de criticidade e da probabilidade definidos nas Tab.1.2 e 1.3, respectivamente.

### **Função e falha funcional**

A função define a expectativa de desempenho e pode ter muitos elementos. Estes elementos incluem propriedades físicas, desempenho da operação incluindo tolerâncias de saída e exigências de tempo tais como em laboração contínua ou de disponibilidade limitada.

As falhas funcionais são descrições das várias formas de falha das exigências funcionais para que o sistema ou subsistema foi projectado em determinado equipamento. Um sistema ou um subsistema que esteja a operar em estado degradado mas não tem

nenhuma influência nas exigências do sistema e limites do sistema, não está em falha funcional.

É importante saber todas as funções de um item que é parte significativa dum determinado contexto operacional. Definindo claramente as funções com baixa performance, a falha funcional torna-se claramente definida. Por exemplo, não é suficiente definir a função de uma bomba que faz a bombagem de água. A função da bomba deve ser específica e definida nos seguintes termos: taxa de fluxo, pressão de descarga, níveis de vibração, etc.

### **Modos de falha**

Os modos de falha são falhas específicas de equipamentos e componentes que resultam numa falha funcional do sistema ou do subsistema. Por exemplo, uma locomotiva composta por um motor e a bomba pode ter uma falha catastrófica se falharem os enrolamentos, os rolamentos, o eixo, o impulsor, o controlador, ou os vedantes. Por outro lado, uma falha funcional também ocorre se o desempenho da bomba se degradar de tal forma que a pressão e o fluxo de descarga seja insuficiente para fazer face às exigências. Estas exigências operacionais devem ser consideradas ao desenvolver tarefas de manutenção.

Os modos de falha dominantes são aqueles modos de falha responsáveis para uma parte significativa de todas as falhas de determinado item. São os modos de falha mais comuns.

Nem todos os modos ou causas de falha necessitam de manutenção preventiva ou manutenção condicionada, isto porque a probabilidade de ocorrerem é remota e/ou o seu efeito é inconsequente.

### **Fiabilidade**

A fiabilidade é a probabilidade dum determinado item sobreviver num determinado período, sob determinadas condições, sem que a falha seja expressa como vida  $[B_{10} \times (L_{10})]$  e/ou tempo médio de falha (MTTF) ou o tempo médio entre as falhas (MTBF). A probabilidade condicional de falha mede a probabilidade de falha de um item num dado intervalo tempo. Se a probabilidade condicional de falha aumentar com a idade, o item mostra características de desgaste. A probabilidade condicional de falha reflecte todos os efeitos adversos da idade na fiabilidade. Não é uma medida que indica a mudança de um item num determinado equipamento.

A taxa ou frequência de falha não tem um papel preponderante nos programas de manutenção porque são muito fáceis de medir. A frequência da falha é útil quanto se tomam decisões relacionadas com os custos ou quanto se pretende determinar intervalos de manutenção, no entanto, não serve de nada quanto se pretende saber se as tarefas de manutenção são as apropriadas ou sobre as consequências da falha. Uma solução de manutenção deve ser avaliada em termos de segurança, ou das consequências económicas que se pretendem prevenir. Uma tarefa da manutenção deve ser aplicável (isto é, prevenir as falhas ou diminuir as consequências da falha) a fim ser eficaz.

### Características da falha

As curvas de probabilidade condicional da falha (*Conditional Probability of Failure Curves*) são basicamente seis tipos de curvas representadas nas Fig.1.4 e 1.3. Junto a cada gráfico está indicada a percentagem de equipamentos em conformidade com cada um dos seis padrões de desgaste, determinados em três estudos separados. O primeiro foi realizado por Nowlan e Heap em 1968 para a “United Airlines”, o segundo pela Suécia em 1973 e o terceiro pela “U.S. Navy” em 1983. Nestes três estudos, as falhas aleatórias representam 77 a 92% de todas as falhas e as características da falha relacionadas com a idade representam os restantes 8 a 23%.

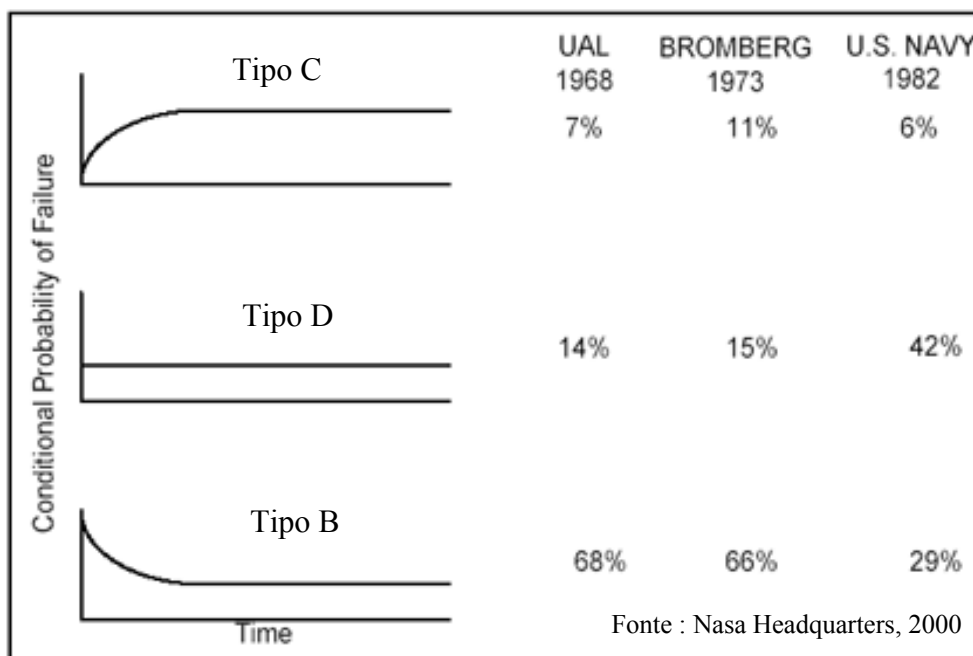


Figura 1.4 – Curvas de probabilidade condicional de falhas aleatórias.



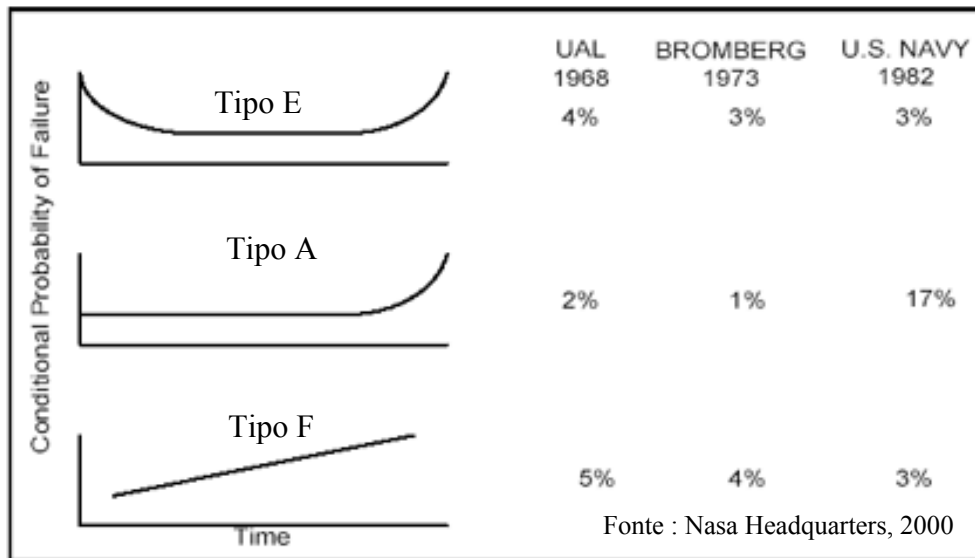


Figura 1.5 – Curvas de probabilidade condicional de falhas relacionadas com a idade.

- **Tipo A** – A probabilidade da falha é constante ou gradualmente crescente, seguida de uma região de forte desgaste. Uma idade limite poderá ser desejável (típico dos motores recíprocos).
- **Tipo B** – Mortalidade infantil, seguida por uma constante ou pouco crescente probabilidade de falha (típico do equipamento electrónico).
- **Tipo C** – Baixa probabilidade de falha quando o item é novo ou apenas revisto, seguida de um rápido aumento até um nível relativamente constante.
- **Tipo D** – Probabilidade da falha relativamente constante em todas as idades.
- **Tipo E** – Curva da banheira; isto é, mortalidade infantil seguida por uma constante ou pouco crescente probabilidade de falha e depois uma região de forte desgaste. Uma idade limite poderá ser desejável, desde que com um grande número de unidades para sobreviver ao estado inicial de desgaste.
- **Tipo F** – A probabilidade da falha cresce gradualmente, mas sem desgaste em nenhuma idade específica. A imposição de uma idade limite geralmente não é aplicável (típico dos motores de turbina)

Os tipos A e E são típicos de partes únicas e de itens simples como pneus, discos de corte ou pastilhas de travão. A maioria dos itens mais complexos têm curvas de probabilidade condicionais do tipo B, C, D, e F.

As principais diferenças entre os padrões de falha de itens complexos e simples têm importantes implicações para a manutenção. As partes únicas e os itens simples frequentemente demonstram o relacionamento directo entre a fiabilidade e a idade. Isto é particularmente verdadeiro quando factores como a fadiga do metal ou o desgaste mecânico está presente ou quando os itens são projectados para ser materiais de consumo (ciclos de vida curta ou previsíveis). Nestes casos o estabelecimento de uma idade limite baseado no tempo de operação ou em ciclos de stress pode ser eficaz para melhorar a fiabilidade do conjunto complexo de que são uma parte.

Os itens mais complexos demonstram frequentemente alguma mortalidade infantil, seguida por uma constante ou pouco crescente probabilidade de falha. Não é comum uma marcada idade de desgaste. Normalmente as revisões programadas aumentam a taxa de falhas inicial (elevada taxa de mortalidade infantil) num sistema que era estável.

Conclui-se que tudo tem a ver com o tipo de equipamento, ou seja, tudo que é estrutural envelhece com o tempo e tudo que é controlo é independente do tempo.

### **Prevenção da falha**

Cada item do equipamento tem uma característica que pode ser chamada de resistência ou margem de falha. Usar o equipamento na zona de stress pode resultar em falha quando esse stress excede a resistência à falha do equipamento. Na Fig.1.6 está descrito este conceito graficamente. A figura mostra que as falhas podem ser prevenidas ou a vida do item prolongada se:

- I - Diminuir a quantidade de stress aplicada ao item. A vida do item é prolongada por um período  $f_0-f_1$  pela redução do stress aplicado.
- II - Aumentando ou repondo a resistência do item à falha. A vida do item é prolongada por um período  $f_1-f_2$  pelo aumento da resistência do item à falha.
- III - Diminuindo a taxa da degradação da resistência do item ou da margem à falha. A vida do item é prolongada por um período  $f_2-f_3$  com a diminuição da taxa de degradação.

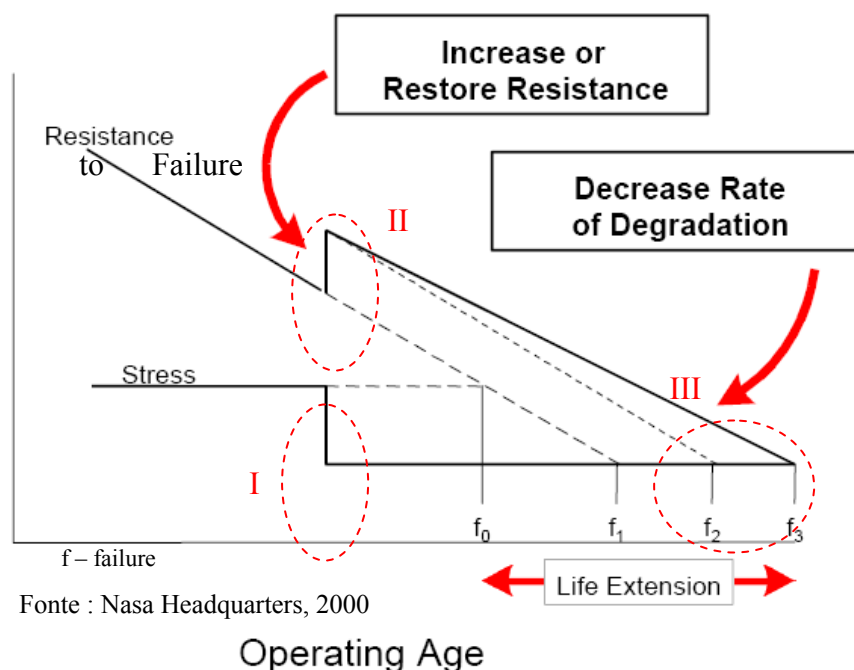


Figura 1.6 – Prevenindo a falha.

O stress depende do uso e pode ser muito variável. Pode aumentar, diminuir, ou permanecer constante com uso ou tempo. Uma análise de falhas de um grande número de itens simples, divulgaria que a maioria falhou numa idade mais ou menos idêntica, e que estas falhas ocorreram pela mesma razão. Caso esteja a considerar a manutenção preventiva para algum item simples e seja possível encontrar a maneira de medir a resistência à falha, então pode usar essa informação para seleccionar a tarefa de manutenção preventiva a aplicar.

Por exemplo adicionar material que se desgasta muito ou é consumido pode aumentar a resistência à falha. O excesso pode compensar a corrosão ou a fadiga. O método mais comum de repor a resistência à falha é substituir o item.

A resistência à falha de um item simples diminui com uso ou tempo (idade), mas uma unidade complexa é constituída por centenas de itens simples em interacção (peças) e por isso tem um número considerável de modos de falha. Nas unidades complexas, os mecanismos de falha são os mesmos, mas estão a operar em muitos componentes simultaneamente e interactivamente de modo que as falhas não ocorrem pela mesma razão nem na mesma idade. Para estas unidades complexas, é improvável que se possa projectar uma tarefa de manutenção, a menos que haja alguns modos de falha dominantes ou críticos.

### 1.2.5 – Conceitos básicos de FMEA e FMECA

A metodologia de Análise do Tipo e Efeito de Falha, conhecida como FMEA (“Failure Mode and Effect Analysis”), é uma ferramenta que procura, em princípio, evitar, por meio da análise das falhas potenciais e propostas de acções de melhoria, que ocorram falhas no projecto do produto ou do processo. Este é o objectivo básico desta técnica, ou seja, detectar falhas antes que se produza uma peça e/ou produto. Pode-se dizer que, com a sua utilização, se diminuem as probabilidades do produto ou processo falhar, ou seja, procura-se aumentar a sua fiabilidade.

Esta dimensão da qualidade, a fiabilidade, tem-se tornado cada vez mais importante para os consumidores, pois, a falha de um produto, mesmo que prontamente reparada pelo serviço de assistência técnica e totalmente coberta por termos de garantia, causa, no mínimo, uma insatisfação ao consumidor ao privá-lo do uso do produto por determinado tempo. Além disso, cada vez mais são lançados produtos em que determinados tipos de falhas podem ter consequências drásticas para o consumidor, tais como aviões e equipamentos hospitalares nos quais o mau funcionamento pode significar até mesmo um risco de vida ao utente.

Apesar de ter sido desenvolvida para o projecto de novos produtos e processos, a metodologia FMEA, pela sua grande utilidade, passou a ser aplicada de diversas maneiras. Assim, ela é actualmente utilizada para diminuir as falhas de produtos e processos existentes e para diminuir a probabilidade de falha em processos administrativos. Tem sido empregue também em aplicações específicas tais como análises de fontes de risco em engenharia de segurança e na indústria de alimentos.

A norma QS 9000, norma que especifica os requisitos fundamentais de qualidade dos fornecedores, internos ou externos, de peças, serviços e materiais para a Chrysler, Ford e General Motors, especifica o FMEA como um dos documentos necessários para um fornecedor submeter uma peça/produto à aprovação dessas empresas. Este é um dos principais motivos da divulgação desta técnica.

Há diversos padrões e normas que apresentam os requisitos e recomendações para realizar FMEAs e FMECAs. Algumas das principais normas são, SAE J1739, AIAG FMEA-3 e MIL-STD-1629A. Além dessas, muitas empresas desenvolveram os seus próprios procedimentos para alcançar os requisitos especificados para os seus produtos/processos.

### **Tipos de FMEA**

Esta metodologia pode ser aplicada tanto no desenvolvimento do projecto do produto como do processo. As etapas e a maneira de realização da análise são as mesmas, ambas diferenciando-se somente quanto ao objectivo. Assim as análises FMEA's são classificadas em dois tipos:

- FMEA DE PRODUTO: na qual são consideradas as falhas que poderão ocorrer com o produto dentro das especificações do projecto. O objectivo desta análise é evitar falhas no produto ou no processo decorrentes do projecto. É comumente denominada também de FMEA de projecto.
- FMEA DE PROCESSO: são consideradas as falhas no planeamento e execução do processo, ou seja, o objectivo desta análise é evitar falhas do processo, tendo como base as não conformidades do produto com as especificações do projecto.

Há ainda um terceiro tipo, menos comum, que é o FMEA de procedimentos administrativos. Nele analisam-se as falhas potenciais de cada etapa do processo com o mesmo objectivo que as análises anteriores, ou seja, diminuir os riscos de falha.

### **Aplicação do FMEA**

Pode-se aplicar a análise FMEA nas seguintes situações:

- para diminuir a probabilidade da ocorrência de falhas em projectos de novos produtos ou processos;
- para diminuir a probabilidade de falhas potenciais (ou seja, que ainda não tenham ocorrido) em produtos/processos já em operação;
- para aumentar a fiabilidade de produtos ou processos já em operação por meio da análise das falhas que já ocorreram;
- para diminuir os riscos de erros e aumentar a qualidade em procedimentos administrativos.

O princípio da metodologia é o mesmo independente do tipo de FMEA e a aplicação, ou seja, a metodologia é a mesma se é FMEA de produto, processo ou procedimento e se é aplicado para produtos/processos novos ou já em operação. A análise consiste basicamente na formação de um grupo de pessoas que identificam para o produto/processo em questão as suas funções, os tipos de falhas que podem ocorrer, os efeitos e as possíveis causas desta falha. Em seguida são avaliados os riscos de cada

causa de falha por meio de índices e, com base nesta avaliação, são tomadas as acções necessárias para diminuir estes riscos, aumentando a fiabilidade do produto/processo.

Para aplicar-se a análise FMEA num determinado produto/processo, forma-se um grupo de trabalho que irá definir a função ou característica daquele produto/processo, irá relacionar todos os tipos de falhas as que possam ocorrer, descrever, para cada tipo de falha suas possíveis causas e efeitos, relacionar as medidas de detecção e prevenção de falhas que estão sendo, ou já foram tomadas, e para cada causa de falha, atribuir índices para avaliar os riscos e, por meio destes riscos, discutir medidas de melhoria.

Tabela 1.1 – Tabela de FMEA (exemplo).

<b>Failure Modes and Effects Analysis</b>					<b>Pag. 1 de ...</b>	
Área:		Data de início de FMEA:				
Sistema:						
Nº de FMEA:		Data de fim de FMEA				
Membros da equipa:						
<b>Nº de Controle</b>	<b>Nome da função / requisitos de desempenho</b>	<b>Modo de falha potencial</b>	<b>Efeito potencial de falha</b>	<b>Rank de Criticidade</b>	<b>Probabilidade de ocorrência</b>	<b>Comentários / continua</b>

### **Etapas para a Aplicação**

#### 1 - Planeamento

Esta fase é realizada pelo responsável pela aplicação da metodologia e compreende:

- descrição dos objectivos e abrangência da análise: em que se identifica qual(ais) produto(s)/processo(s) será(ão) analisado(s);
- formação dos grupos de trabalho: em que se define os integrantes do grupo, que deve ser preferencialmente pequeno (entre 4 a 6 pessoas) e multidisciplinar (contando com pessoas de diversas áreas como qualidade, desenvolvimento e produção);

- planeamento das reuniões: as reuniões devem ser agendadas com antecedência e com o consentimento de todos os participantes para evitar paralisações;
- preparação da documentação.

### 2 - Análise de potenciais falhas

Esta fase é realizada pelo grupo de trabalho que discute e preenche o formulário FMEA de acordo com os passos que seguem abaixo:

Passo 1 - função(ções) e característica(s) do produto/processo;

Passo 2 - tipo(s) de falha(s) potencial(is) para cada função;

Passo 3 - efeito(s) do tipo de falha;

Passo 4 - causa(s) possível(eis) da falha;

Passo 5 - acções controlo actuais

### 3 - Avaliação dos riscos

Nesta fase são definidos pelo grupo os índices de severidade (S), ocorrência (O) e detecção (D) para cada causa de falha, de acordo com critérios previamente definidos (um exemplo de critérios que podem ser utilizados é apresentado nas tabelas abaixo, mas o ideal é que a empresa tenha os seus próprios critérios adaptados à sua realidade específica). Depois são calculados os coeficientes de prioridade de risco (R), por meio da multiplicação dos outros três índices.

Tabela 1.2 – Categorias de Criticidade/Severidade (exemplo).

Índice	Severidade	Critério
1	Mínima	O cliente mal percebe que a falha ocorre
2 3	Pequena	Ligeira deterioração no desempenho com leve descontentamento do cliente
4 5 6	Moderada	Deterioração significativa no desempenho de um sistema com descontentamento do cliente
7 8	Alta	Sistema deixa de funcionar e grande descontentamento do cliente
9 10	Muito Alta	Idem ao anterior porém afecta a segurança

Tabela 1.3 – Categorias de probabilidade de ocorrência de falhas (exemplo).

Índice	Ocorrência	Efeito	Comentário
1	Remota	1/10.000	Probabilidade remota de ocorrência da falha.
2	Pequena	1/5.000	Baixa taxa de ocorrência de falha. Falha praticamente inexistente.
3		1/2.000	Baixa taxa de ocorrência de falha. Ocorrência de no máximo 1 falha a cada 2 anos.
4	Moderada	1/1.000	Taxa de ocorrência de falha baixa à moderada. Ocorrência de uma falha por ano.
5		1/500	Taxa de ocorrência de falha moderada. Ocorrência de uma falha a cada trimestre.
6		1/200	Taxa de ocorrência de falha moderada à alta. Ocorrência de uma falha a cada mês.
7	Alta	1/100	Alta taxa de ocorrência de falha. Ocorrência de uma falha a cada semana.
8		1/50	Alta taxa de ocorrência de falha. Ocorrência de uma falha a cada dois dias.
9	Muito Alta	1/20	Altíssima taxa da ocorrência de falha. Ocorrência de uma falha a cada dia.
10		1/10+	Altíssima taxa de ocorrência de falha. Ocorrência de uma ou mais falhas a cada dia.

Tabela 1.4 – Categorias de detecção de falhas (exemplo).

Índice	Deteção	Critério
1 2	Muito grande	Certamente será detectado
3 4	Grande	Grande probabilidade de ser detectado
5 6	Moderada	Provavelmente será detectado
7 8	Pequena	Provavelmente não será detectado
9 10	Muito pequena	Certamente não será detectado

### 4 – Melhoria

Nesta fase o grupo, utilizando os conhecimentos, criatividade e até mesmo outras técnicas como “brainstorming”, lista todas as acções que podem ser realizadas para diminuir os riscos. Estas medidas podem ser:

- medidas de prevenção total ao tipo de falha;
- medidas de prevenção total de uma causa de falha;
- medidas que dificultam a ocorrência de falhas;
- medidas que limitem o efeito do tipo de falha;



- medidas que aumentam a probabilidade de detecção do tipo ou da causa de falha;

Estas medidas são analisadas quanto à sua viabilidade, sendo então definidas as que serão implantadas. Uma forma de se fazer o controlo do resultado destas medidas é pelo próprio formulário FMEA por meio de colunas que onde ficam registadas as medidas recomendadas pelo grupo, nome do responsável e prazo, medidas que foram realmente tomadas e a nova avaliação dos riscos.

### **Continuidade**

O formulário FMEA é um documento “vivo”, ou seja, uma vez realizada uma análise para um produto/processo qualquer, esta deve ser revista sempre que ocorrerem alterações neste produto/processo específico. Além disso, mesmo que não haja alterações deve-se regularmente rever o FMEA confrontando as potenciais falhas imaginadas pelo grupo com as que realmente ocorreram no dia-a-dia do processo e uso do produto, de forma a permitir a incorporação de falhas não previstas, bem como a reavaliação, com base em dados objectivos, das falhas já previstas pelo grupo.

### **Importância**

A metodologia FMEA é importante porque pode proporcionar para a empresa:

- uma forma sistemática de se catalogar informações sobre as falhas dos produtos/processos;
- melhor conhecimento dos problemas nos produtos/processos;
- acções de melhoria no projecto do produto/processo, baseado em dados e devidamente monitorizados (melhoria contínua);
- diminuição de custos por meio da prevenção de ocorrência de falhas;
- o benefício de incorporar dentro da organização a atitude de prevenção de falhas, a atitude de cooperação e trabalho em equipa e a preocupação com a satisfação dos clientes;

### **1.3 – Conclusões do capítulo**

Facilmente se pode depreender neste capítulo que a metodologia RCM é algo complexa, mas estruturada. Esta requer um período de aprendizagem que é fundamental no desenrolar da aplicação da metodologia.

De uma forma organizada a metodologia RCM procura encontrar as verdadeiras consequências das falhas bem como das correspondentes técnicas de manutenção que atenuem essas consequências.

O sucesso desta metodologia está fortemente dependente da qualidade técnica do grupo que a aplica e dos meios existentes na organização (base de dados, especificações técnicas, etc.).

## **CAPÍTULO 2 – LINHAS DE MAT E A RNT**

A gestão da manutenção de linhas de alta tensão da RNT insere-se numa estrutura organizativa algo complexa que REN tem. Esta complexidade deve-se não só ao tamanho da estrutura instalada em Portugal continental, mas também aos vários interlocutores com que esta tem que interagir.

Com mais de 50 anos, a RNT tem uma diversidade de equipamentos que correspondem a uma determinada época onde a tecnologia e as necessidades da rede procuraram dar resposta.

O texto que se segue apenas caracteriza de uma forma sucinta a evolução histórica das linhas de muito alta tensão.

### **2.1 – Caracterização das LMAT ao longo dos tempos**

Em 1928, conforme publicação da REN (Lourenço e Ribeiro, 2001), uma estatística revelava existirem 395 centrais de pequena potência, fruto de iniciativas privadas, muitas delas ligadas às principais indústrias da época. Naturalmente que os rendimentos obtidos seriam maus, além de que se criaram redes em torno dessas centrais com características independentes umas das outras e, portanto, incompatíveis (tensões eléctricas diferentes e velocidades também diferentes de rotação das máquinas, a que correspondem frequências díspares).

Tornou-se natural, embora com atraso, que o Estado se preocupasse em ordenar e regulamentar a indústria de produção, transporte e distribuição de electricidade. Ezequiel Campos e Ferreira Dias foram duas figuras proeminentes no estabelecimento dos planos de desenvolvimento do sector eléctrico que fica marcado por uma filosofia de intervenção própria da época.

A Lei nº 2002, de 26 Dezembro de 1944, alusiva à Electrificação do País, define que a produção de energia eléctrica “ será principalmente de origem hídrica, desempenhando as centrais térmicas funções de reserva e apoio, consumindo os combustíveis nacionais pobres na proporção mais económica e conveniente”. Esta lei consigna ainda que os objectivos que deviam orientar a localização das centrais seriam, por esta ordem, a reorganização e fomento industrial, a electrificação das linhas de caminho-ferro, a rega e outras aplicações de interesse agrícola e o consumo na iluminação, gastos domésticos e outros usos industriais.

Ficou, ainda consagrado em Lei que as empresas concessionárias seriam obrigadas a construir linhas para segurança e regularidade do serviço e melhor aproveitamento dos recursos naturais, segundo o plano formulado pela Direcção-Geral dos Serviços Eléctricos, aprovado pelo Governo depois de ouvidas as empresas interessadas. Igualmente se preconizou que “as centrais interligadas poderão ficar subordinadas à disciplina de um repartidor de cargas”.

Foi nesse âmbito que, em 1947, se constituiu a CNE – Companhia Nacional de Electricidade, SARL, a quem foi entregue a concessão das linhas e subestações de transporte, dando-se assim, um primeiro passo para alcançar a unidade de exploração da “rede nacional”.

A 17 de Janeiro de 1951 é formalmente inaugurada a chamada Rede Primária, com a entrada em serviço de um grupo da Central de Castelo de Bode, que assim ficou ligado através de uma linha a 150 kV a Lisboa. Alguns meses mais tarde entram em exploração as linhas a 150 kV Vila Nova-Ermesinde e Ermesinde-Zêzere. A partir de então o país tinha finalmente o primeiro esboço da “rede eléctrica nacional”, conforme Fig.2.1, pondo termo a um tempo durante o qual o sistema eléctrico português se caracterizava, como referido, pela existência de uma multiplicidade de pequenas unidades de produção, as mais das vezes térmicas, e redes regionais e locais de distribuição, não existindo propriamente uma Rede de Transporte.

No período entre os anos 1951 e 1957, para além da “coluna dorsal” que permitiu, nomeadamente, que parte de Lisboa chegasse a ser alimentada a partir da central de Vila Nova, a mais de 400 km de distância, a Rede de Transporte estendeu-se até Setúbal e Ferreira do Alentejo, tendo capacidade para injectar energia nas redes dos distribuidores ou nos clientes directos em Ermesinde, Pereiros (Coimbra), Zêzere, Sacavém, Setúbal e Ferreira do Alentejo. Estes, juntamente com o posto de corte anexo à central da Caniçada, constituíam os nós dessa Rede.

De salientar a existência de uma política de fomento da utilização da energia barata, de origem hídrica, como forma de ajudar à rentabilização dos avultados investimentos efectuados. O fornecimento directo, ao nível de 60 kV, ao Amoníaco Português, na zona de Estarreja, e à UFA - União Fabril do Azoto, na zona de Abrantes, são disso exemplo.

Quanto ao nível de tensão escolhido na altura, 150 kV, parece hoje e a esta distância, francamente baixo. Julga-se que Ferreira Dias o chegou a reconhecer, publicamente, alguns anos depois, com a sua autoridade e humildade técnica. Criou-se, de facto, uma rede com pouca capacidade de transporte que tem criado constrangimentos ao longo deste meio século. O nível de tensão seguinte, 220 kV, já então em uso na Europa e nos Estados Unidos, pouco maiores investimentos teria requerido para mais cerca de 50%

de capacidade de transporte. Isso teria possibilitado, ainda, que essa capacidade pudesse, mais tarde (hoje), vir a ser ampliada para o dobro, com poucos custos, permitindo, assim, diferir novos investimentos.

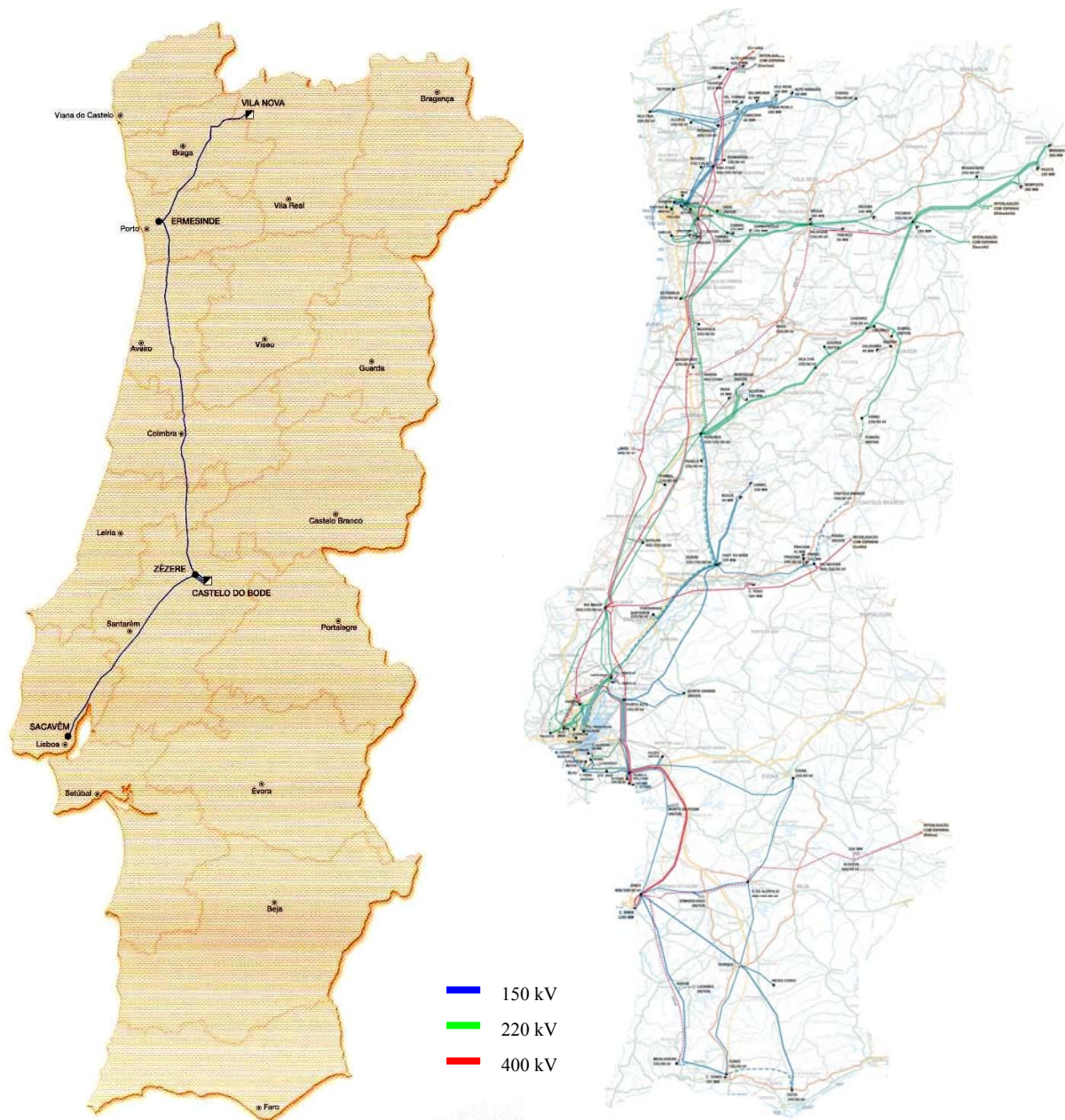


Figura 2.1 – Rede Nacional de Transporte no fim de 1951 (à esquerda) e fim de 2004 (à direita).

Na procura do aproveitamento dos recursos hídricos do País, os estudos feitos tinham, entretanto, seleccionado o Douro Internacional como o próximo local a ser explorado. Houve consenso sobre esta matéria, incluindo o parecer de consultores estrangeiros.

Tornou-se, assim necessário ir buscar a energia eléctrica mais longe, afinal, e transportá-la de Trás-os-Montes para o Porto e Lisboa. Decidiu-se, então, introduzir o nível de tensão de 220 kV, que em 1958 foi utilizado na linha Picote-Pereiros (Coimbra).

Entre 1958 e 1965, o sistema eléctrico português exibiu talvez a maior folga de potência de toda a sua existência, o que se percebe pela entrada em serviço de um número apreciável de centrais hídricas de dimensão razoável (Picote, Miranda, Bemposta, Alto Rabagão). Nesse período foram construídos cerca de 1100 km de linha a 220 kV e 430 km a 150 kV.

No entanto, entre 1966 e 1975 o crescimento dos consumos tornou o parque hídrico existente insuficiente. Daí que se tenha iniciado a construção de centrais térmicas a sul, das quais a primeira foi, em 1968, a do Carregado (próximo de Lisboa), queimando fuel, e as de Tunes (Algarve), em 1973, e Alto de Mira, em 1975, ambas a diesel e de arranque rápido. Estas levaram ao aparecimento de mais 440 km de linhas a 220 kV e 200 km a 150 kV.

O período de 1976 a 1986 foi rico em acontecimentos sociais, políticos, económicos e técnicos, com influência na vida da Rede de Transporte.

A interligação com Espanha, além da existente entre Pocinho e Saucelle, foi ampliada com duas novas linhas na fronteira nordeste, uma entre Bemposta e Aldeadavila, outra entre Pocinho e Aldeadavila, e uma terceira, mas esta na zona Centro, entre Rio Maior e Cedillo, a 400 kV.

O ano de 1979 marca uma nova etapa tecnológica em Portugal com a introdução dos 400 kV, que visava dar conta dos avultados trânsitos de energia entre regiões. Este foi, primeiro, usado para assegurar o escoamento da produção da central de Setúbal para zona de Palmela, abastecendo os consumos da península de Setúbal, e depois para Rio Maior, na zona Centro, e para Espanha, cruzando a fronteira, aproximadamente a meio do País, a caminho de Cedillo. Todas estas linhas, construídas entre 1979 e 1985 representaram cerca 370 km de linha a 400 kV na rede.

Por outro lado, em 1985, o escalão de 150 kV já tinha avançado junto ao litoral alentejano até Sines e daqui até Tunes, reforçando a alimentação daquela zona turística, quer em quantidade, quer em qualidade.

O período entre 1985 e 1991 é caracterizado pela construção da central térmica de Sines, ainda hoje a maior existente em Portugal, queimando carvão importado e com uma potência da ordem de 1,2 GW.

A produção hídrica, a norte, e a térmica, a sul, começaram a equilibra-se. Tornou-se por isso, necessário promover uma forte interligação entre as duas zonas. Assim, foram criadas duas linhas a 400 kV entre Rio Maior e a região Norte (Riba d’Ave e Recarei).

Concluiu-se assim, em 1991, uma “auto-estrada da electricidade” de Riba d’Ave a Sines, passando por Recarei, Palmela e Rio Maior, a 400 kV. Para leste, a Rede de Transporte chegou a Évora e, na zona da grande Lisboa, abriram-se as subestações de Trajouce, para alimentação da zona de Cascais, e a de Fanhões, com grande injectores de energia nesta região, directamente a partir do nível de 400 kV.

Em 1992 inicia-se uma grande campanha de instalação de fibras ópticas, quer como meio de suporte do controlo da Rede à distância, quer como apoio ao desenvolvimento de uma empresa de telecomunicações do Grupo EDP e, ainda, de construção de subestações para apoio à electrificação de grande número de vias-férreas.

Em termos de rede propriamente dita, o período entre 1992 e 2001, foi caracterizado pela construção de duas grandes centrais térmicas, a do Pego em Abrantes, com 600 MW de potência instalada e a Turbogás, junto ao Porto, com cerca de 1GW. Entrou, ainda, em serviço a grande central hídrica do Alto Lindoso, na fronteira norte com Espanha, também com cerca de 600 MW.

Assim, com a entrada em serviço em 1997 das duas linhas a 400 kV Alto Lindoso – Riba d’Ave, Portugal passaria a ter uma “auto-estrada dupla de electricidade” a 400 kV entre Alto Lindoso e Sines, com “portagens comuns” em Riba d’Ave, Recarei, Rio Maior e Palmela.

No desenvolvimento da Rede de Transporte, em 1994, a cidade de Évora passou a ser alimentada por duas linhas completamente independentes e o sotavento algarvio passou a dispor de uma subestação própria, a de Estói, para reforço da sua alimentação. Mas havia uma estratégia, já insuflada pelos ensinamentos do passado, que era de interligar Estói com Tunes, o que daria a segurança de uma malha perfeita: a energia chegaria sempre por um lado ou por outro. No entanto, há quase dez anos que a oposição de alguns habitantes e instituições da região tem impedido que essa linha seja construída.

Em 2003, na região de Lisboa, quase dez anos passados desde o projecto inicial, são construídas as linhas Fanhões - Alto de Mira 4 e 5 a 400 kV, depois de finalmente a autarquia da Amadora ter dado o seu aval.

Entretanto, em 1996, a Rede de Transporte terá chegado ao seu ponto mais a norte na alimentação de consumos: a cidade de Chaves. A leste, o nível de tensão de 400 kV fez a sua entrada em 2000 na subestação da Falagueira, com implicações de segurança de abastecimento aos distritos de Castelo Branco e Portalegre.

Em 1998 são usados pela primeira vez os cabos de 220 kV em vez das tradicionais linhas aéreas. O troço final das linhas que chegavam à subestação de Sacavém, ao impedirem a construção dos acessos à ponte Vasco da Gama, obrigaram à substituição dos seus cerca de dois mil metros finais por cabo em galeria. A interligação entre Carriche e Sete Rios, através das ruas de Lisboa, teve, igualmente, de ser realizada por este processo.

As centrais que se seguiram foram a central hídrica do Alqueva, com o primeiro grupo em 2003, e a central térmica do Ribatejo também com o primeiro grupo em 2004. Com elas apareceram várias linhas salientando-se a nova interligação Alqueva – Balboa.

Como podemos ver no gráfico da Fig.2.2, a cada introdução de um novo nível de tensão correspondeu uma subida significativa dos quilómetros de linha construída.

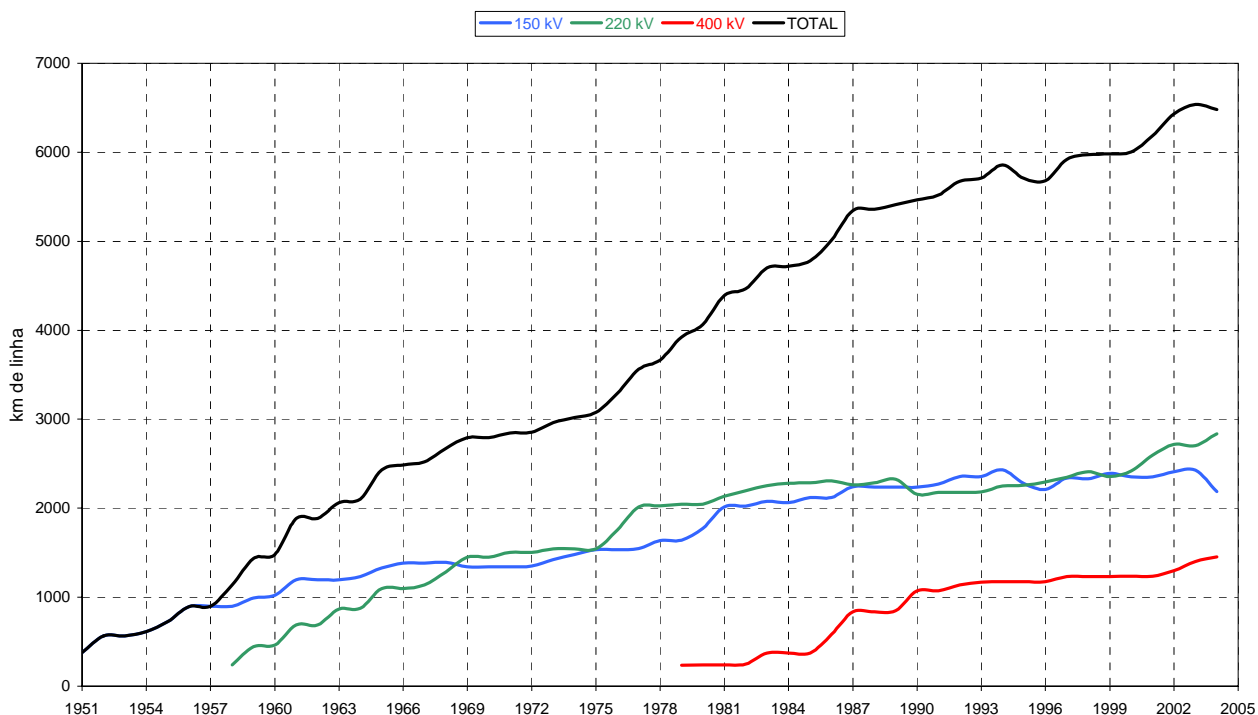


Figura 2.2 – Evolução da Rede Nacional de Transporte desde 31 de Dezembro de 1951.

Desde de 1999 até hoje, a concessionária da RNT tem optado pela requalificação de algumas linhas, vulgo *uprating*, que passa pelo aumento da capacidade de transporte das mesmas utilizando os mesmos cabos condutores instalados, mantendo as distâncias regulamentares aos vários obstáculos.



## 2.2 – Organização do Sistema Eléctrico Nacional

A organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) assenta na coexistência de um Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) com um Sistema Eléctrico Independente (SEI), o qual pode ser esquematizado conforme a Fig.2.3.

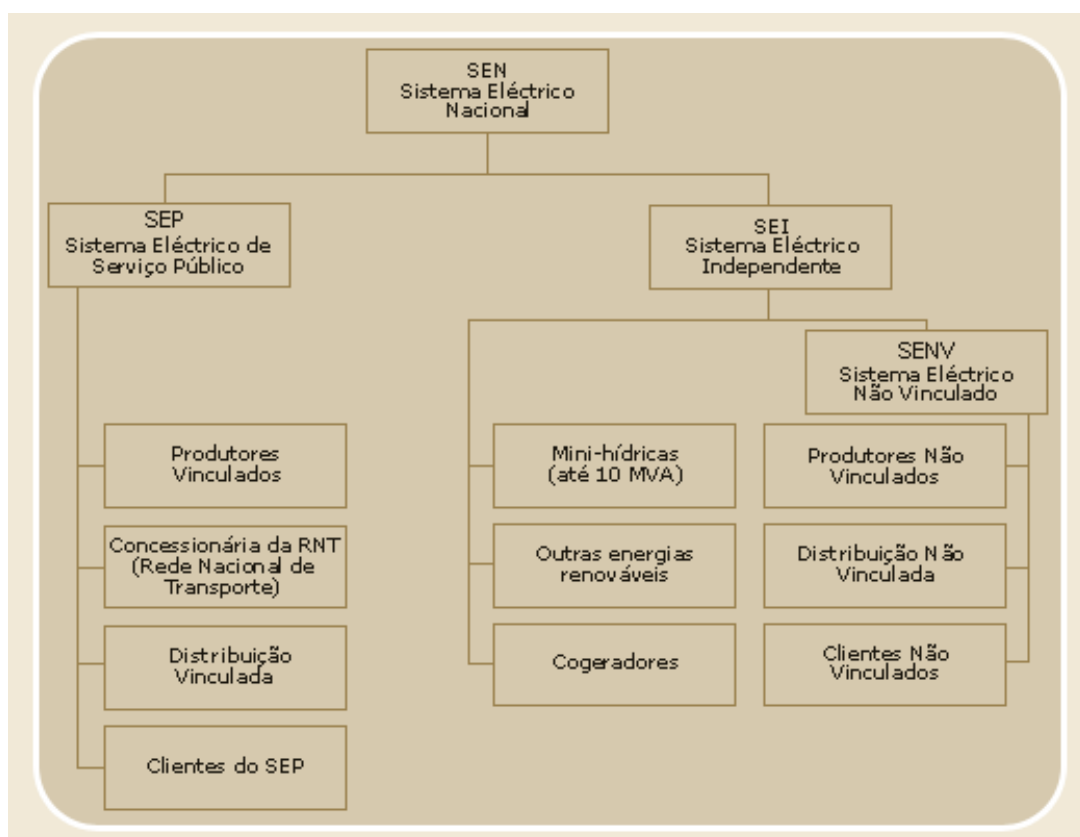


Figura 2.3 – Organização do Sistema Eléctrico Nacional.

O SEP compreende a Rede Nacional de Transporte, explorada em regime de concessão de serviço público pela REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. e o conjunto de instalações de produção (Produtores Vinculados) e redes de distribuição (Distribuição Vinculada) explorado mediante um regime de licença vinculada ao SEP. Os Produtores Vinculados relacionam-se comercialmente, em regime de exclusividade, com a concessionária da RNT, mediante Contratos de Aquisição de Energia (CAE's) de longo prazo. Os CAE encontram-se em fase de extinção, sendo criados mecanismos de compensação aos produtores pela criação dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). A Distribuição Vinculada está obrigada a fornecer aos clientes do SEP, segundo tarifas e condições estabelecidas por regulação, a energia eléctrica que estes contratarem.

O SEI é composto pelo Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e pelos produtores em regime especial (energias renováveis e cogeneradores) que efectuem entregas às redes do SEP ao abrigo de legislação específica.

O SENV, regido pela lógica de mercado, é composto por Produtores não Vinculados, Distribuição Não Vinculada e pelos Clientes não Vinculados. Estes têm o direito a utilizar as redes do SEP para a transacção física de energia, mediante o pagamento de tarifas determinadas regulamentarmente. A transacção de energia é feita ao abrigo de regulamentação específica e gerida pela REN - Rede Eléctrica Nacional, através das figuras do Gestor de Ofertas e do Gestor de Sistema.

### 2.3 – Estrutura de gestão da rede

A REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. foi criada, como empresa, em Agosto de 1994, na sequência da cisão da EDP - Electricidade de Portugal, S.A., de que já fazia parte como Direcção Operacional da Rede Eléctrica (DORE). Contudo, a sua história, remonta a 1947, ano em que foi fundada a CNE - Companhia Nacional de Electricidade, S.A.R.L., empresa pioneira no transporte de energia eléctrica em Portugal e, portanto, a sua antecessora original.

Em Novembro de 2000, a REN viria a sair do Grupo EDP ficando com a estrutura accionista conforme a Fig.2.4. O prosseguimento do processo de privatização desse Grupo, em 2000, e a liberalização do mercado energético europeu, que, conforme orientação da directiva 96/92/CE de 19 de Dezembro de 1996, veio impor a separação jurídica entre as empresas responsáveis pela gestão da rede de transporte e as que desenvolvem actividades de produção e distribuição de electricidade, tornaram inaceitável a manutenção do modelo existente (gestão das 3 actividades no seio da mesma empresa), por se entender que poderia gerar potenciais conflitos de interesse, indesejáveis num mercado que se pretende aberto e transparente.

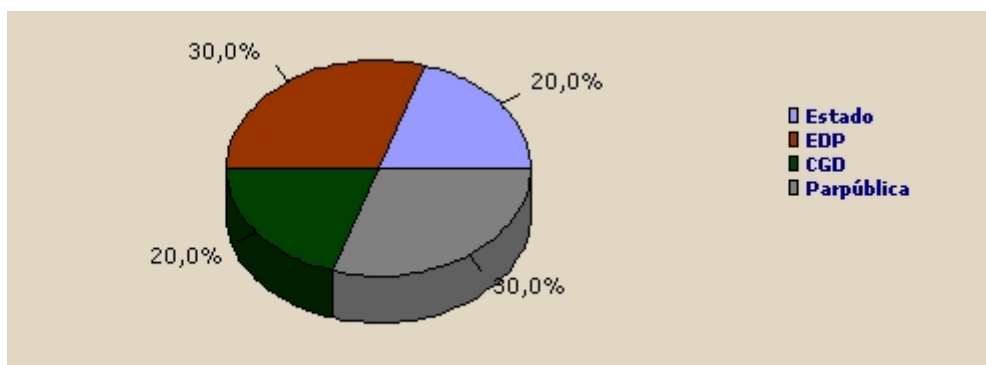


Figura 2.4 – Estrutura accionista da REN.

Nessa linha, o Governo, através do Decreto-Lei 198/2000 de 24 de Agosto, procedeu à autonomização da REN, numa opção nítida de reestruturação do Sistema Eléctrico Nacional (SENV), consolidando, assim, a posição da concessionária da rede como entidade independente dos restantes operadores.

No intuito de acrescentar valor aos seus accionistas e seguindo uma estratégia de diversificação e de rentabilização da sua rede privada de telecomunicações, a REN criou, em finais de 2001, a RENTELECOM-Comunicações S.A., sua primeira empresa subsidiária.

Em 2003, no âmbito da liberalização do mercado de electricidade, a REN constituiu, a 16 de Junho, a segunda empresa subsidiária, o OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A., que tem por missão gerir o mercado de energia eléctrica a prazo em articulação com o OMEL – “Operador del Mercado Ibérico de Energia - Polo Español, S.A.” encarregue de gerir os mercados diário e intradiário. De forma a permitir a fusão destes dois pólos e assim constituir o Operador de Mercado Ibérico (OMI) Único, previsto para 2006, o OMIP, constituído inicialmente com capital da REN, irá sofrer ajustamentos graduais na sua estrutura accionista. O primeiro passo nesse sentido foi dado, ainda em 2003, com a troca de participações em 10% entre ambos os operadores.

Ainda em 2003, a 31 de Dezembro, no âmbito da reorganização do sector energético em Portugal, a REN adquiriu 18,3% do capital social da Galp Energia, SGPS, S.A., prevendo-se até 2005 a aquisição de activos de transporte de gás em alta pressão pela REN.

A concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica assegura, em Portugal Continental, uma missão de utilidade pública, de onde se destacam:

- A gestão técnica do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e a gestão global do Sistema Eléctrico do Serviço Público (SEP);
- O transporte de energia eléctrica em Muito Alta Tensão (400, 220 e 150 kV);
- A exploração da Rede Nacional de Transporte (RNT) de energia eléctrica e a construção, manutenção e planeamento das infra-estruturas que a integram;
- A previsão da evolução dos consumos de electricidade e identificação das necessidades de novos centros produtores do SEP e respectivos locais de implementação;

No cumprimento da sua missão, compete-lhe garantir o fornecimento ininterrupto de electricidade, mantendo o equilíbrio entre a produção e o consumo. Enquanto empresa

autónoma e independente, compete-lhe também assegurar, de forma transparente, imparcial e não discriminatória, o acesso de todos os intervenientes no mercado da electricidade à RNT.

Dessa forma a REN dispõe de uma estrutura organizacional algo complexa, conforme Fig.2.5, que pretende dar resposta a todas estas solicitações.

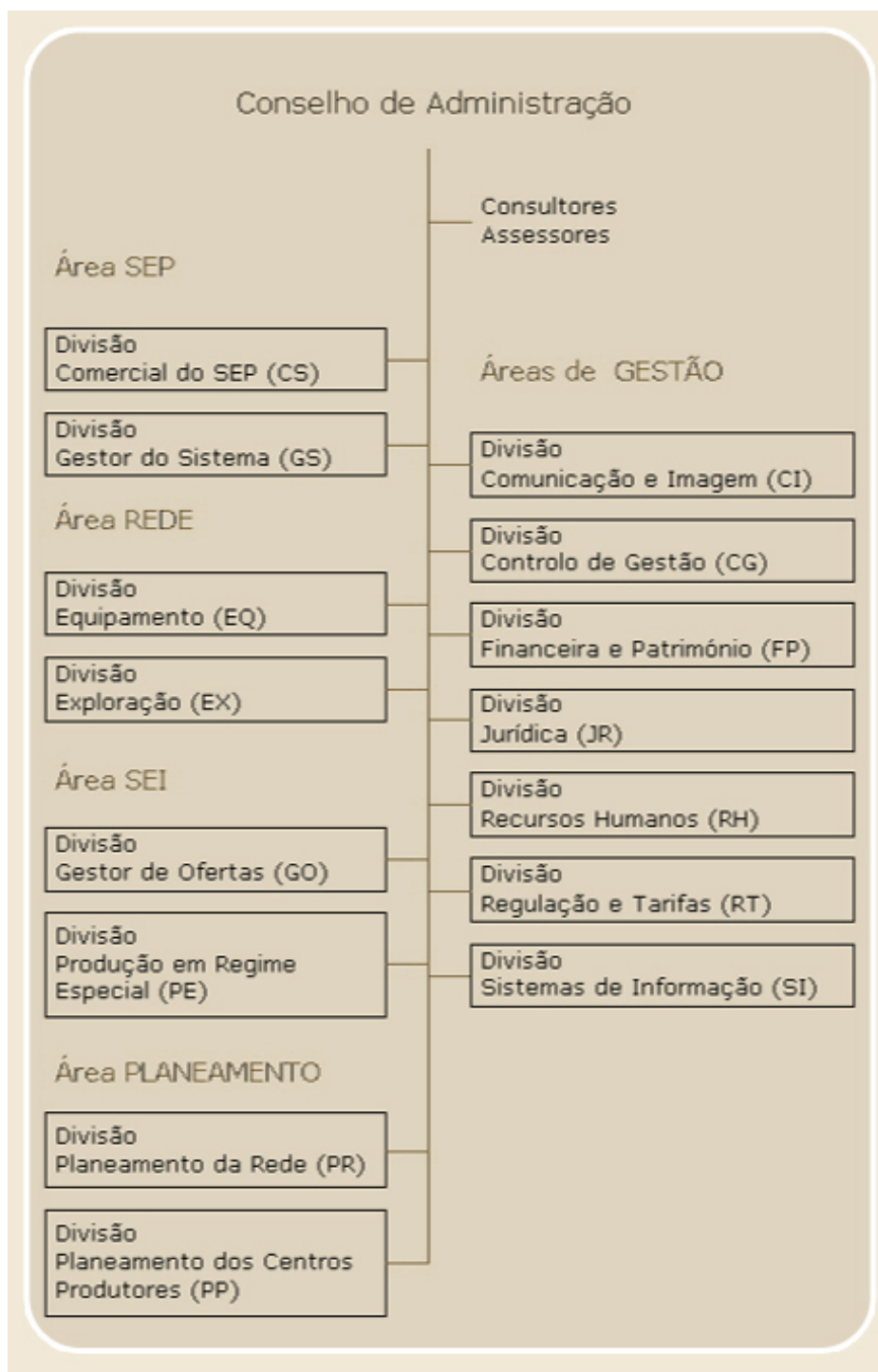


Figura 2.5 – Organograma da REN.

Tendo em conta o tema da tese, podemos destacar da estrutura organizativa a Área de Rede composta pelas Divisões de Exploração (EX) e Equipamento (EQ).

A divisão EQ tem a seu cargo o projecto e construção dos vários elementos de rede, nomeadamente linhas e subestações, tendo a divisão EX como tarefa a manutenção das mesmas.

A direcção da Divisão de Equipamento está sediada numa única instalação em Lisboa.

A direcção da Divisão de Exploração está sediada em Vermoim (Maia), estando os restantes efectivos colocados em outras instalações dispersas pelo país.

Estas divisões, pela quantidade de instalações existentes, de projectos e obras em curso, empregam grande parte dos efectivos da empresa.

A estrutura departamental destas divisões é a indicada na Fig.2.6.

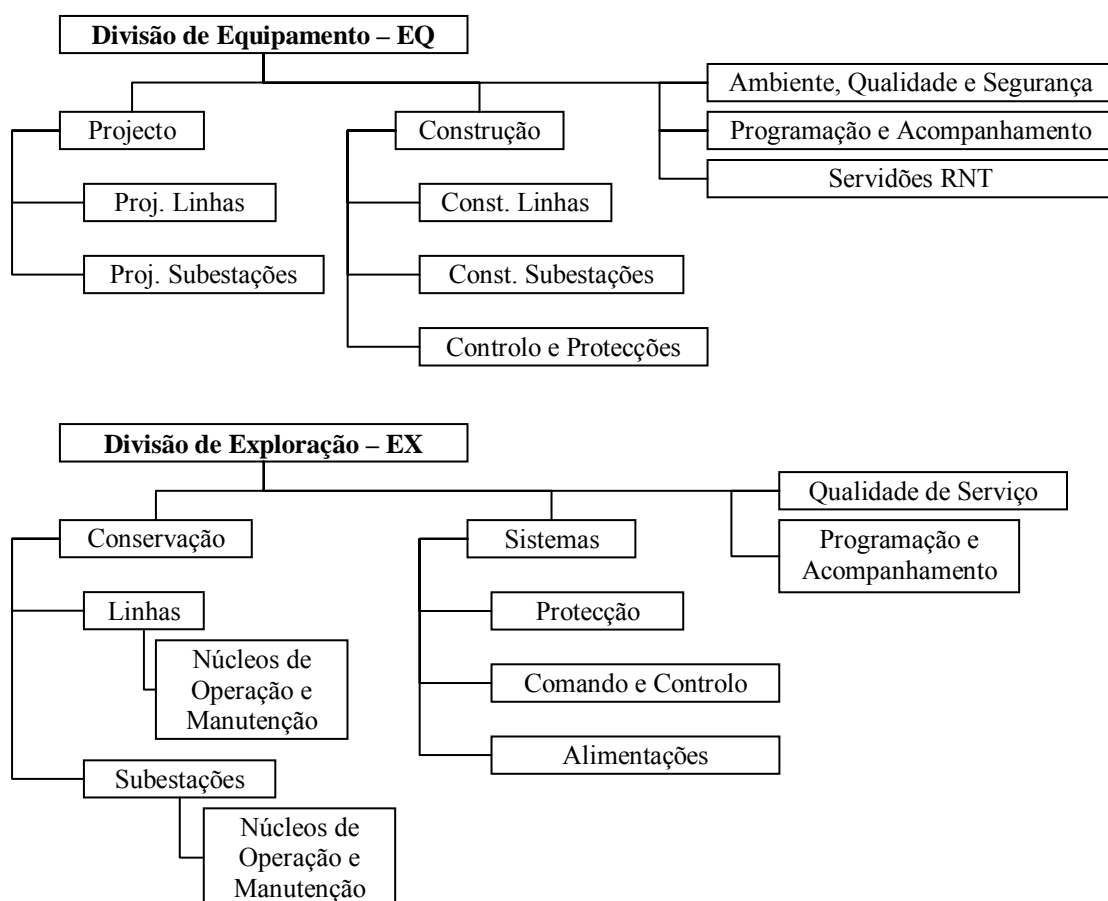


Figura 2.6 – Estrutura dentro das Divisões do EX e EQ.

Reportando-nos apenas às linhas de muito alta tensão, estas têm a sua génese na Divisão de Planeamento de Rede (PR), que avalia e propõe novas linhas ou alterações de fundo em linhas existentes.

A Divisão de EQ, através do departamento de projecto (EQPJ-LN), elabora o projecto das mesmas. Para além do projecto das linhas que implica uma série de condicionalismos técnicos, existem também uma série de implicações legais a seguir. Depois de devidamente licenciadas inicia-se o processo de construção das linhas pelo departamento de construção de linhas (EQCT-LN). Após a construção das linhas estas são formalmente entregues para exploração e manutenção ao departamento de manutenção de linhas (EXCS-LN). Este deve zelar pelo bom funcionamento das mesmas de forma a que estas estejam sempre disponíveis.

Como acima já foi referido, o projecto e a construção dos vários elementos de rede está na mesma divisão (EQ) estando no entanto a manutenção da rede noutra direcção (EX). Isto provoca separação de responsabilidades que diminui a eficácia e a eficiência dos processos de manutenção.

### **2.4 – Conclusões do capítulo**

Estando o desenvolvimento de Portugal fortemente condicionado a evolução da rede eléctrica, e vice-versa, facilmente se verifica que a RNT é hoje em dia um conjunto de equipamentos que correspondem a uma determinada época onde a tecnologia e as necessidades da rede procuraram dar resposta.

Há mais de 50 anos Ezequiel de Campos e Ferreira Dias foram duas figuras proeminentes no estabelecimento dos planos de desenvolvimento do sector eléctrico que fica marcado por uma filosofia própria da época.

Embora com atraso, o Estado português procurou ordenar e regulamentar a indústria de produção, transporte e distribuição de electricidade. Hoje em dia assistimos ao desenvolvimento da RNT de forma a dar resposta a novas exigências de mercado (MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade).

A organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) assenta na coexistência de um Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) com um Sistema Eléctrico Independente (SEI). O SEP compreende a Rede Nacional de Transporte, explorada em regime de concessão de serviço público pela REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. e o conjunto de instalações de produção (Produtores Vinculados) e redes de distribuição (Distribuição Vinculada) explorado mediante um regime de licença vinculada ao SEP.

A REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. foi criada, como empresa, em Agosto de 1994, na sequência da cisão da EDP - Electricidade de Portugal, S.A., de que já fazia parte como Direcção Operacional da Rede Eléctrica (DORE). Em Novembro de 2000, a REN viria a sair do Grupo EDP ficando com a estrutura accionista composta pelo Estado, a EDP, a CGD e a Parpública.

A estrutura organizacional da REN é algo complexa, subdividindo-se assim em várias Áreas que integram várias Divisões, das quais se destacam as Divisões de Equipamento e Exploração. A Divisão de Equipamento tem a seu cargo o projecto e construção dos vários elementos que compõem a rede, nomeadamente linhas e subestações, enquanto que a Divisão Exploração tem como tarefa a manutenção das mesmas.

## CAPÍTULO 3 – ELEMENTOS TÍPICOS DE REDE

Em 31 de Dezembro de 2004 o parque de linhas instalado na RNT era constituído por 5.504,7 km de corredor de linhas com 14.500 apoios instalados que correspondiam a 6.489,4 km de linhas em serviço, ou seja 188 linhas repartidas por 3 níveis de tensão (150 kV, 220 kV, 400 kV) em Portugal Continental, conforme Tab.3.1.

Tabela 3.1 – Comprimento de Linhas e Corredores de Linha em 31 Dezembro de 2004.

Tensão (kV)	Quantidade		Comprimento (km)				
	Corredor de Linhas	Linhas	Linhas	Corredor de Linha Simples	Corredor de Linha Dupla	Cabo Subterrâneo	Corredor de Linhas (Total)
400	30	34	1.453,9	1.335,4	65,7	0	1.401,1
220	88	82	2.837,8	1.804,4	537,3	12,8	2.354,5
150	70	65	2.197,6	1.324,8	422,5	1,8	1.749,1
<b>Total</b>	<b>188</b>	<b>181</b>	<b>6.489,4</b>	<b>4.464,6</b>	<b>1.025,4</b>	<b>14,6</b>	<b>5.504,7</b>

Embora existam muitas linhas, existem grandes semelhanças entre elas. A maioria das linhas é composta por apoios reticulados de diversas alturas, assentes em fundações independentes, equipados com isoladores de cerâmica, vidro ou mais recentemente compósito, interligados através de cabos multifilares (ver Fig.3.1 à esquerda). Apesar de tudo existem também alguns quilómetros de linha enterrada e em galeria (ver Fig.3.1 à direita).



Figura 3.1 – Linha aérea (à esquerda) e galeria de cabos da RNT (à direita).

Embora neste capítulo sejam referenciados os componentes que fazem parte das linhas enterradas ou em galeria, dá-se mais ênfase aos componentes instalados nas linhas em cabo aéreo.



### 3.1 – Cabos condutores e cabos de guarda convencionais

Os cabos condutores e os cabos de guarda convencionais são cabos multifilares nus de liga de alumínio (AAAC – “All Aluminium Alloy Conductor”) de alumínio-aço (ACSR – “Aluminium Conductor Steel Reinforced”) e de liga de alumínio-aço (AACSR – “Aluminum Alloy Conductor, Steel Reinforced”) e são seleccionados de forma a terem as características mecânicas e eléctricas adequadas (ver no Anexo I) e a poderem suportar quer as correntes de defeito quer a capacidade de transporte de energia especificadas para a linha sem diminuição das suas características (ver Fig.3.2).

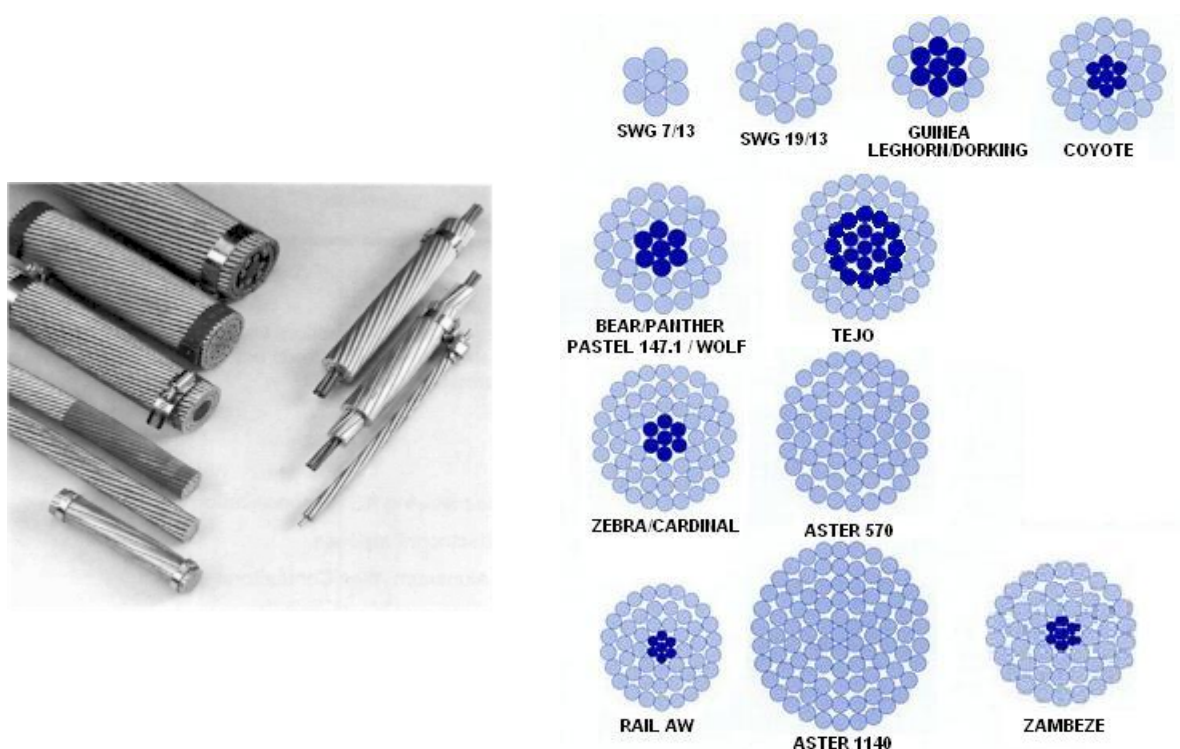


Figura 3.2 – Cabos condutores e de guarda da RNT.

Aos cabos condutores e aos cabos de guarda convencionais, aplicam-se as Especificações Técnicas REN com a referência *EQPJ/ET/CCO01 - Cabos de alumínio - aço para linhas aéreas de MAT (última revisão)*. Nesta estão especificadas as normas ou outra documentação aplicável aos cabos, fios ou massa neutra, requisitos para a montagem e utilização, garantias, requisitos técnicos, especificações de qualidade e respectivos ensaios, acondicionamento, marcação e expedição.

A Especificação Técnica REN com a referência *EQPJ/ET/CCO01* refere que o tempo de vida expectável para o cabo AAAC, ACSR e AACSR é de pelo menos 50 anos.

### 3.2 – Cabos OPGW e acessórios

Os cabos de guarda são cabos multifilares nus que incorporam fibras ópticas (OPGW – “Optical Ground Wire”) tendo características mecânicas e eléctricas adequadas às da linha e compatíveis com as do cabo de guarda convencional. As características do cabo OPGW e dos respectivos acessórios, nomeadamente as das fibras ópticas, constam das Especificações Técnicas da REN com a seguinte referência:

- *EQ/ET/OPGW - Generic specifications for optical ground wires to be applied in high voltage overhead lines (última revisão),*
- *EQPJ/ET/ACJ01 - Joint boxes for optical ground wires and optical duct cables to be applied in high voltage overhead lines (última revisão),*
- *EQPJ/ET/ACJ02 - Joint boxes for optical ground wires and optical duct cables to be applied in high voltage overhead lines (última revisão),*
- *EQPJ/ET/AGW05 - Generic specifications for clamps & fittings for OPGW (última revisão).*

A Especificação Técnica com referência *EQ/ET/OPGW* define a qualidade e as propriedades mecânicas, eléctricas e ópticas do cabo de fibra óptica a ser usado na RNT.

Estes cabos têm duas funções, a de protecção às linhas em caso de descarga atmosférica e a de servir de meio de comunicação.

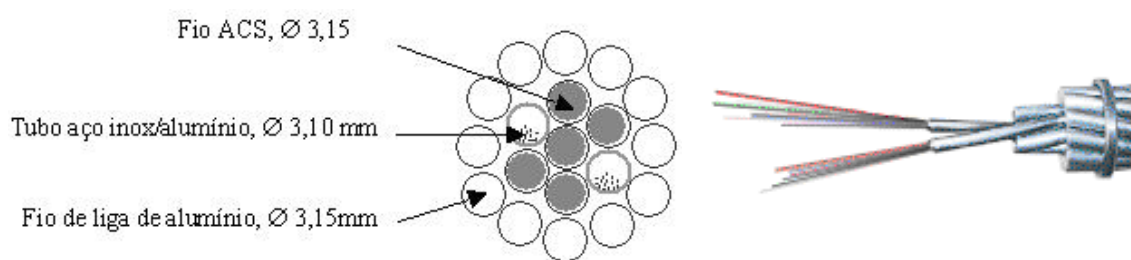


Figura 3.3 – Cabo OPGW de 40 fibras da RNT.

A Especificação Técnica com referência *EQPJ/ET/ACJ01* define a qualidade e as propriedades mecânicas, eléctricas e ópticas das caixas de junção do cabo de fibra óptica a ser usado na RNT.

As caixas de junção têm com função:

- Proteger a fibra óptica de acordo com a categoria climática indicada na norma 55/155/21 da IEC 1073;

- Permitir o acesso para modificação e manutenção do cabo;



Figura 3.4 – Caixa de junção de cabo OPGW.

A Especificação Técnica com referência *EQPJ/ET/ACJ02* define os requisitos técnicos a ser cumpridos para as caixas de junção de cabo de fibra óptica enterrado em linhas de muito alta tensão.

A Especificação Técnica com referência *EQPJ/ET/AGW05* define a qualidade e as propriedades mecânicas, eléctricas dos acessórios de fixação do cabo OPGW.



Figura 3.5 – Acessórios de fixação de cabo OPGW.

Todas as especificações referem que o tempo de vida expectável para o cabo OPGW e seus acessórios é de pelo menos 50 anos.

### 3.3 – Cabos condutores subterrâneos e respectivos acessórios

Os cabos condutores subterrâneos, normalmente enterrados ou em galeria na RNT, são cabos de 220 kV unipolares com isolamento em polietileno.

As características do cabo estão indicadas na Especificação Técnica da REN com referência *EQPJ/ET/CSB04*. Nesta, estão especificadas todas as normas de referência, as características técnicas, as inspecções e ensaios a realizar, o tipo de embalagem e expedição.



Figura 3.6 – Cabo subterrâneo a 220 kV instalado na RNT.

A Especificação Técnica da REN com referência *EQPJ/ET/AS06* tem por objecto definir as condições técnicas relativas à concepção, estudo, fabrico, ensaios e expedição dos acessórios (junções e terminações) para a montagem de cabos unipolares com isolamento seco em polietileno (PEBD, PEHD ou PR) destinados a serem utilizados na distribuição de energia eléctrica sob uma tensão de serviço de 220 kV, instalados ao ar, no solo ou em galerias.



Figura 3.7 – Junções de cabo em galeria na RNT.

### 3.4 – Cabos WRAP

Os cabos WRAP são cabos de fibra óptica que são enrolados, através de um equipamento específico para o efeito, em volta dos cabos de guarda. Devido à baixa fiabilidade que foram apresentando, foram progressivamente substituídos pelos cabos OPGW. No entanto, ainda existem alguns quilómetros instalados na RNT.

A Especificação Técnica REN com referência *EQ/ET/WRAP – Generic specifications for all dielectric fibre optical wrap cables to be applied in high voltage overhead lines* define a qualidade e as propriedades mecânicas, eléctricas e ópticas do cabo de fibra óptica a ser usado na RNT.

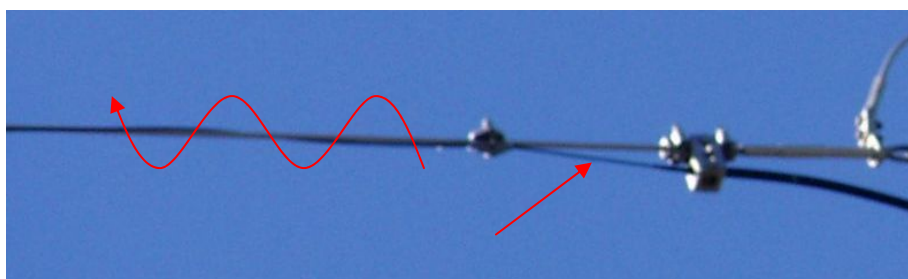


Figura 3.8 – Cabo WRAP enrolado em volta de cabo de guarda.

Estes cabos apenas têm uma função, a de servir de meio de comunicação.

A Especificação Técnica REN com referência *EQ/ET/WRAP* refere que a vida expectável para o cabo WRAP e seus componentes é de mais de 15 anos.

### 3.5 – Apoios

Os apoios das LMAT são constituídos por estruturas reticuladas em aço (ver Anexo II), construídas com cantoneiras de abas iguais e chapas ligadas entre si por parafusos. Todas as peças são galvanizadas a quente por imersão. Todos os parafusos são da classe 5.6 de rosca métrica segundo Norma DIN 7990.

Os apoios são concebidos de modo a prever, a optimização e simplicidade de todo o ciclo de fabrico e a introdução de características adicionais que facilitem e aumentem a segurança de execução das operações de montagem e de exploração.

Aos apoios aplicam-se as Especificações Técnicas REN referência *EQPJ/ET/EME01 - Estruturas Metálicas para Linhas e Subestações (última revisão)* e referência *EQPJ/ET/DTP06 - Traçagem de Estruturas Metálicas (última revisão)*.



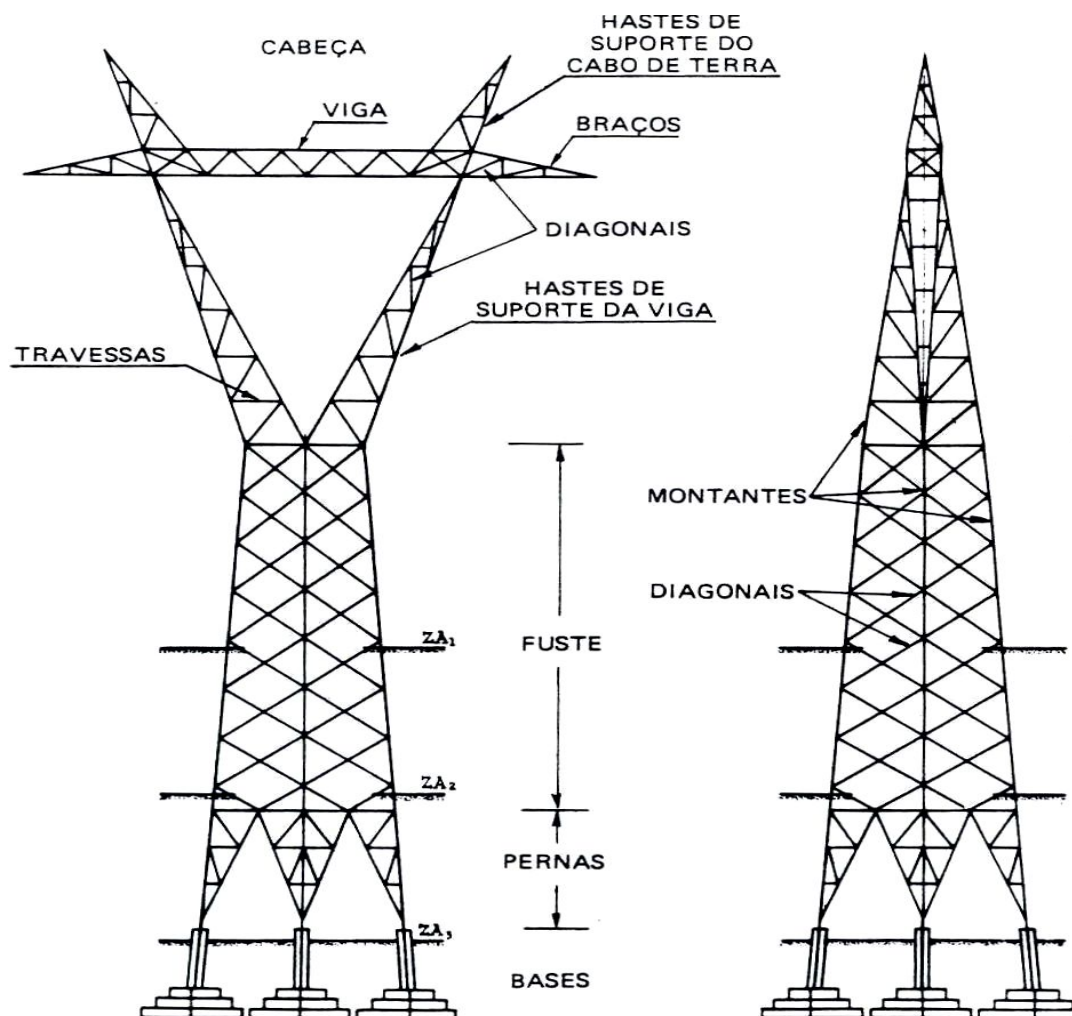


Figura 3.9 – Apoio típico da RNT.

A Especificação Técnica com referência *EQPJ/ET/EME01* destina-se a especificar as características técnicas de todos os elementos estruturais, caracterizando a matéria-prima incorporada, os métodos de fabrico e de embalagem assim como as normas a que deve obedecer o fabrico de estruturas metálicas destinadas a Linhas e Subestações da RNT.

A Especificação Técnica com referência *EQPJ/ET/DTP06* destina-se a especificar as características técnicas de todos os desenhos de fabrico de estruturas treliçadas destinadas a aplicação como apoios (postes e pórticos) de linhas da RNT.

Todas estas estruturas, incluindo as fundações, estão devidamente homologadas pela Direcção Geral de Geologia e Energia.

### 3.6 – Fundações

As fundações dos diversos tipos de apoios são projectadas tendo em conta as características previsíveis dos terrenos onde irão ser implantados os apoios e o seu dimensionamento é por sua vez dependente das condições geotécnicas do terreno onde são implantadas. No dimensionamento das fundações aplicam-se as disposições do DR n.º 1/92 - RSLEAT.

Em condições normais as fundações previstas e que estão instaladas são do tipo convencional e são constituídas por quatro maciços de betão independentes, com sapata em degraus, chaminé prismática e armação.



Figura 3.10 – Uma fundação antes de aterrar.

Assim, à priori, as fundações são dimensionadas para os mais elevados esforços que lhes poderão ser transmitidos pela estrutura metálica considerando todas as combinações regulamentares e definidas para condições “médias” de terreno correspondentes a uma caracterização-tipo de “areia fina e média até 1 mm de diâmetro de grão” a que correspondem as características:

- Massa volúmica =  $1600 \text{ kg/m}^3$
- Ângulo de atrito interno =  $30 \text{ a } 32^\circ$
- Pressão admissível =  $200 \text{ a } 300 \text{ kPa}$

Em condições normais o betão empregue é caracterizado pela sua resistência mecânica à compressão, cujo valor característico é de 20 MPa e massa volúmica de 2400 e 2500 kg/m<sup>3</sup> respectivamente para o betão simples e armado.

Sempre que as características de terreno o justificam são projectadas e implantadas fundações especiais que são estudadas caso a caso

### 3.7 – Cadeias de isoladores e acessórios

De acordo com os critérios adoptados para as linhas da Rede de Transporte, nas travessias de estradas nacionais e auto-estradas, de vias-férreas, de cursos de água navegáveis ou ainda de zonas habitadas, os cruzamentos com outras linhas aéreas de MT, AT e MAT, as cadeias de suspensão são duplas. No cálculo da oscilação das cadeias de suspensão é considerada metade da pressão dinâmica do vento máximo habitual e o parâmetro dos condutores a utilizar é o correspondente ao vão equivalente do cantão.

As cadeias de amarração possuem as fiadas de isoladores necessárias para garantir um coeficiente de segurança pelo menos igual a 1,5 relativamente à tracção máxima dos condutores do feixe. Em quaisquer circunstâncias não possuem menos de duas fiadas.

#### 3.7.1 – Isoladores

Os isoladores mais usados são os de calote e haste, em vidro ou cerâmica, dos tipos U160BS (espigão de 20mm de espessura) e U70BS (espigão de 16mm de espessura) ou antipoluição consoante as zonas por onde a linha passa sejam consideradas de poluição ligeira/média a que corresponde a linha de fuga específica de 20 mm/kV (tensão composta mais elevada) ou poluição forte a que corresponde a linha de fuga específica de 25 mm/kV (tensão composta mais elevada). As zonas consideradas de poluição muito forte são tratadas caso a caso.

A selecção de isoladores, de 16 mm ou 20 mm de espigão, tem em conta a corrente defeito e a sua variação prevista ao longo da linha.

Aos isoladores de calote e haste, em vidro ou cerâmica, aplicam-se as Especificações Técnicas REN referência *EQPJ/ET/ICA01 – Isoladores de cadeia para linhas Aéreas de M. A. T. (última revisão)*. Nesta Especificação Técnica estão especificadas as normas e outras documentações aplicáveis aos isoladores, dieléctricos, golpilhas e ferragens metálicas, requisitos para a montagem e utilização, garantias, requisitos técnicos, especificações de qualidade e ensaios, acondicionamento, marcação e expedição.



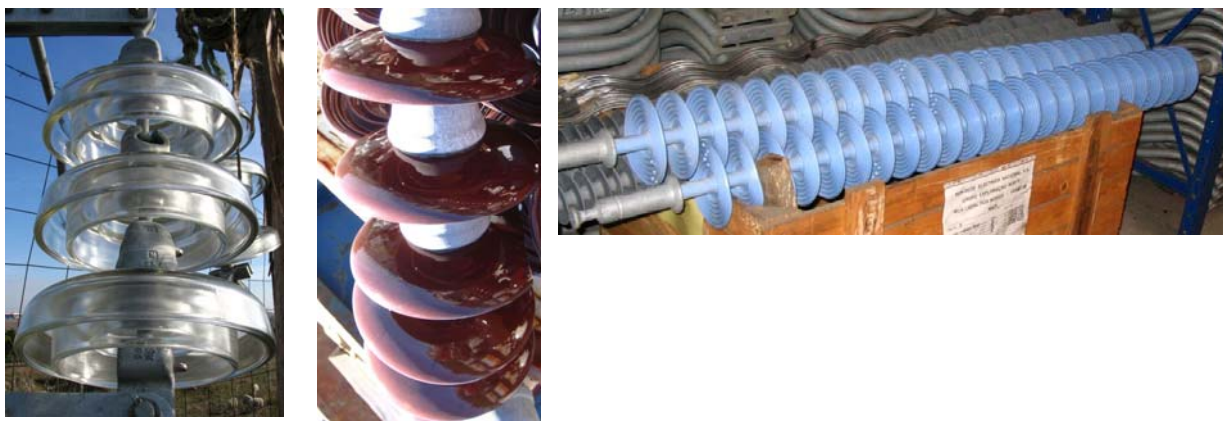


Figura 3.11 – Isoladores de vidro (à esquerda), de cerâmica (a meio) e de compósito (à direita).

Recentemente a REN tem optado pela utilização de isoladores de compósito, agora a preços competitivos, nas zonas de maior poluição devido à sua capacidade hidrofóbica, ou seja, baixa capacidade de adesão de gotículas de água. Trata-se de um isolador rígido composto por um núcleo central em fibra de vidro, revestido por borracha siliconada vulcanizada a alta temperatura e com ferragens metálicas nas extremidades para ligação ao apoio (socket e espigão).

Da mesma forma que nos isoladores de calote e haste a Especificação Técnica REN aplicável aos isoladores compósitos é a *EQPJ/ET/ICA02 - Isoladores compósitos (última revisão)*. Nela estão especificadas as normas ou outras documentações aplicáveis isoladores, golpilhas e ferragens metálicas, definições, garantias, constituição, requisitos técnicos, especificações de qualidade e respectivos ensaios, acondicionamento, marcação e expedição.

### 3.7.2 – Acessórios de cadeia de isoladores

Os acessórios das cadeias sob o ponto de vista térmico estão dimensionados para uma densidade de corrente de curto-circuito de  $70 \text{ A/mm}^2\text{-1seg.}$  e os dispositivos de protecção dimensionados para  $75 \text{ A/mm}^2\text{-1seg}$  (ex: haste de descarga e anel de protecção).

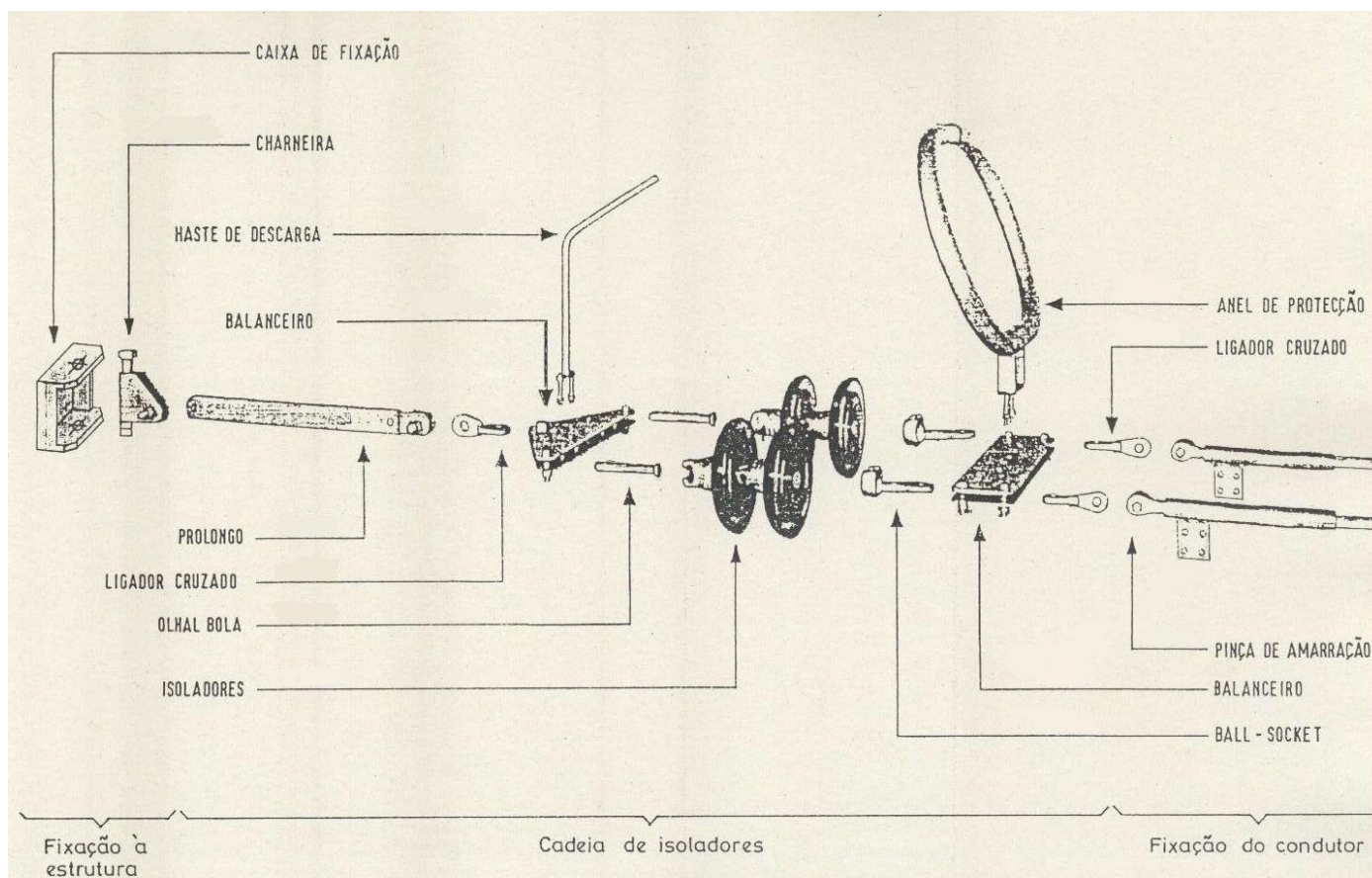


Figura 3.12 – Cadeia de amarração dupla.

O dimensionamento das cadeias é efectuado de acordo com as correntes de defeito máximas ( $I_{cc}$ ) previstas para a linha e de acordo com as seguintes alternativas:

- para  $I_{cc} \geq 20 \text{ kA}$  utilizam-se cadeias de isoladores de espigão de 20 mm segundo CEI 60120
- para  $I_{cc} \leq 20 \text{ kA}$  utilizam-se cadeias de isoladores de espigão de 16 mm segundo CEI 60120

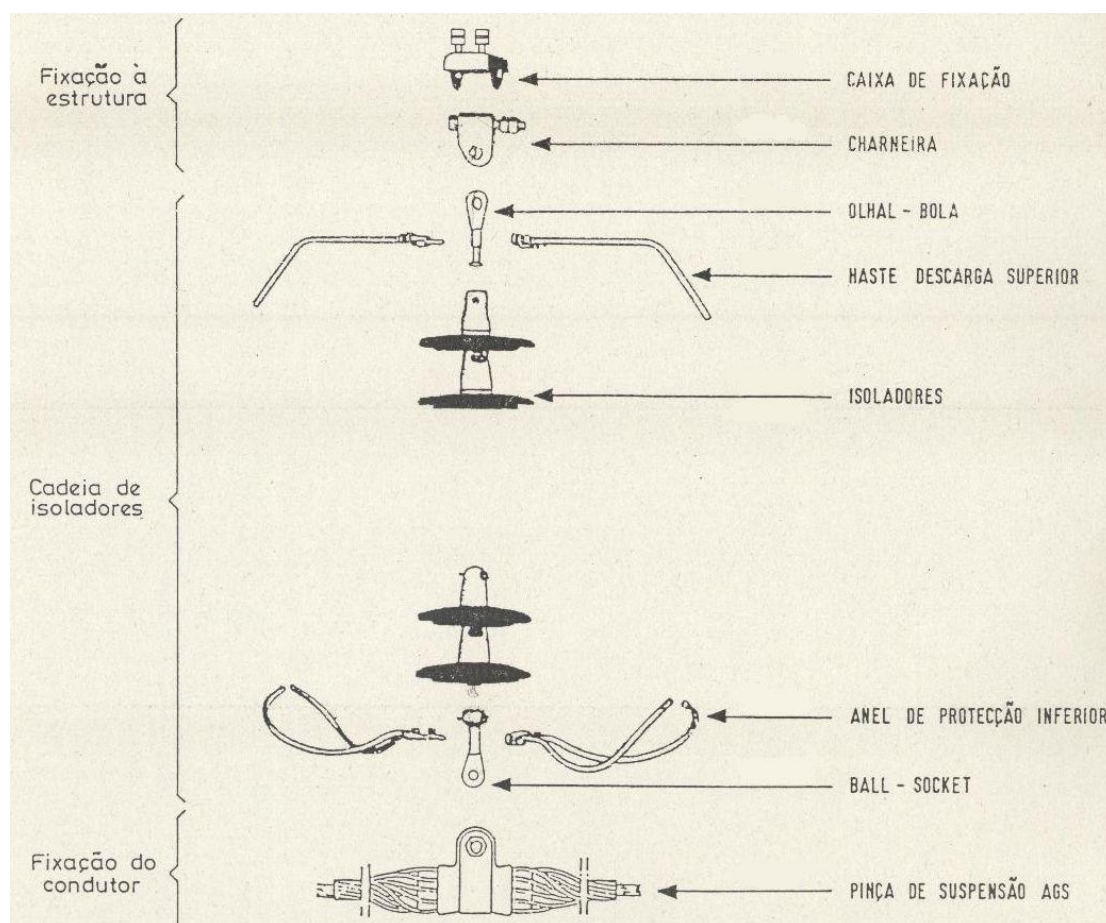


Figura 3.13 – Cadeia de suspensão simples.

As hastes de descarga nas cadeias de amarração e suspensão com isoladores U160BS são em varão de aço de  $\varnothing 25$  mm, e os anéis de protecção são em tubo de aço de  $\varnothing 60$  mm, com  $500 \text{ mm}^2$  de secção mínima e uma abertura de 50 mm, enquanto que nas cadeias com isoladores U70BS são em varão de aço de  $\varnothing 20$  mm, e os anéis de protecção são em varão de aço de  $\varnothing 20$  mm e uma abertura de 25 mm.

Ainda relativamente aos dispositivos de protecção será de referir que estes estão dispostos de modo a proteger os isoladores do arco obrigando-o a manter-se afastado daqueles.

A fixação das cadeias dos condutores e dos cabos de guarda às estruturas é feita através de caixa e charneira, a qual oferece uma resistência eléctrica de contacto favorável em comparação com os sistemas de fixação com acessórios de perfil redondo. A adopção deste sistema resultou da experiência de exploração e de ensaios específicos para o efeito (Duarte, 1991).

No caso dos cabos OPGW os apoios com derivação dos circuitos ópticos (e que portanto têm uma amarração do OPGW) têm um sistema de “shunt” a assegurar a

ligação à estrutura de forma franca, de modo a evitar quaisquer sobreaquecimentos na zona de derivação em resultado de correntes de defeito.

Aos acessórios das cadeias aplica-se o especificado no documento de referência *EQPJ/ET/ACE04 - Acessórios de fixação de cadeias de isoladores e cabos (última revisão)*. Este documento define as características técnicas e os ensaios para o fornecimento de acessórios para cadeias de isoladores, de acessórios para fixação dos condutores nus e cabos de guarda, e ainda acessórios como amortecedores, uniões, mangas de reparação, esferas de balizagem para sinalização aérea diurna de obstáculos, separadores para feixes múltiplos de condutores, a utilizar em linhas de Muito Alta Tensão de  $Un \geq 150$  kV.

### 3.7.3 – Acessórios de fixação de cabos

Os acessórios de fixação (pinças de amarração e de suspensão) e os de ligação e reparação (uniões e mangas de reparação) estão dimensionados para os efeitos térmicos resultantes do escalão de corrente de defeito máximo (31,5 ou 40 kA).

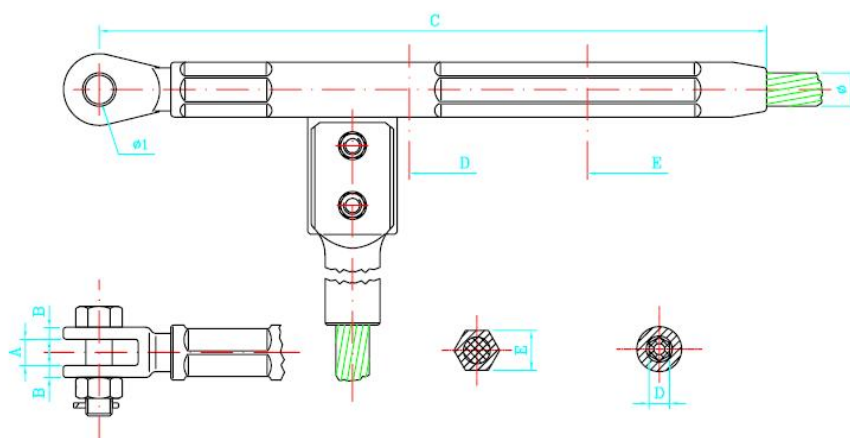


Figura 3.14 – Pinça de suspensão.

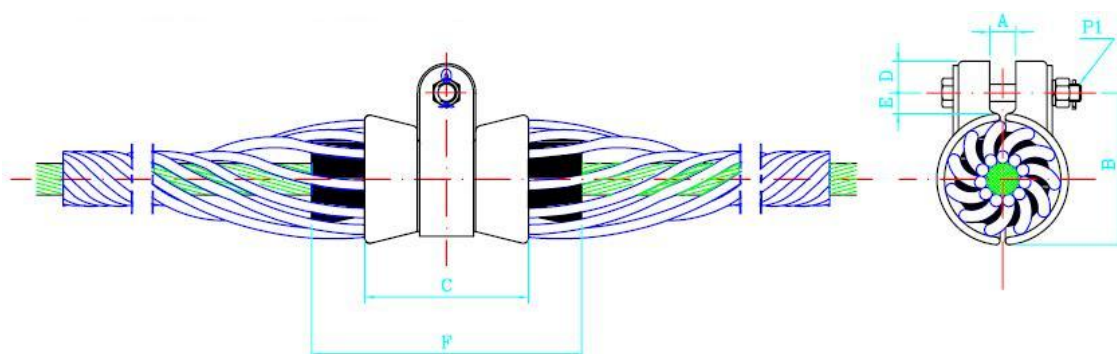


Figura 3.15 – Pinça de amarração.



As uniões e pinças de amarração são do tipo de compressão e têm uma carga de rotura não inferior à dos cabos, e particularmente as uniões garantem aquela carga simultaneamente com uma resistência eléctrica inferior à de um troço de cabo de igual comprimento. Assim a carga de rotura destes acessórios é de pelo menos 150 kN e a temperatura final do material está abaixo do limite térmico para correntes de 31,5 ou 40 kA durante 1 s.

As pinças de suspensão para fixação dos condutores e cabos de guarda nos apoios de suspensão são do tipo “Armour Grip Suspension” (AGS). Este tipo de pinças, fixam o cabo através de um sistema de varetas helicoidais pré-formadas e de uma manga de neopreno, apresentando características particularmente favoráveis no que diz respeito à redução ou eliminação de danos causados aos fios que formam o cabo na zona de fixação, em resultado de fadiga causada por vibrações eólicas.

A carga de deslizamento das pinças de suspensão é aproximadamente 20% da carga de rotura dos cabos cujos diâmetros se incluem na gama comportada pelas dimensões da pinça. A implantação dos apoios foi feita mantendo a condição de o somatório dos ângulos de mergulho de cada lado das pinças não exceder os 30°.

As mangas de reparação são do tipo PRS, constituídas por varetas helicoidais pré-formadas em aço e são aplicadas na reparação de danos nos fios das camadas exteriores, enquanto que as uniões são aplicadas nos casos em que os fios danificados são os das camadas interiores incluindo os fios de aço.

### 3.7.4 – Amortecedores de vibrações

Na análise dos problemas de fadiga apenas é considerada a causada por vibrações eólicas sobre os fios dos cabos, uma vez que este problema não se coloca em relação aos apoios (estes têm uma frequência própria de vibração muito baixa). Apesar das conhecidas características redutoras de danos de fadiga nos cabos condutores associadas ao uso de pinças de suspensão AGS, tanto estes como os cabos de guarda estão sujeitos a regimes de vibrações eólicas, que exigem a adopção de sistemas especiais de amortecimento das mesmas.



Figura 3.16 – Amortecedor Stockbridge.

Alguns factores determinam o comportamento dos cabos nestas circunstâncias:

- Características de inércia (massa) e de elasticidade;
- Tensão mecânica de esticamento (normalmente referenciada ao “Every-Day-Stress” (EDS);
- Geometria dos vãos;
- Regime dos ventos (geralmente os regimes de rajada que condicionam as tracções máximas sobre cabos e estruturas, não produzem fadiga nos cabos; são neste caso os regimes lamelares de velocidade baixa média que produzem as vibrações de mais alta frequência que conduzem a problemas de fadiga mecânica; os terrenos de baixa rugosidade oferecem em geral as condições topográficas para a ocorrência deste tipo de ventos);

A modelização matemática deste fenómeno, com a intenção de produzir resultados generalizáveis a todas as circunstâncias de projecto é bastante complexa e uma perspectiva de cálculo caso a caso não é prática. De um modo geral, em função da parametrização das grandezas acima referidas, são projectados amortecedores, cujas características de inércia e elásticas permitem o amortecimento num espectro relativamente largo de frequências expectáveis. A geometria de colocação no vão é geralmente definida através de regras empíricas e de uma análise estatística baseada numa amostragem significativa de ensaios, medidas laboratoriais e experiência de utilização. Situações excepcionais têm, por vezes, de ser objecto de análise e tratamento específico, mas são, para além de raras, situações de tratamento a posteriori, isto é, por medição e análise do espectro de vibrações num vão concreto já existente.

O critério normalmente utilizado pelas equipas de projecto de linhas é o seguinte:

- Utilização de amortecedores em todas as amarrações à tracção plena;
- Nas suspensões, considerando uma limitação ao EDS na casa dos 20-22% com um máximo de 24% e o uso de pinças AGS, apenas nos vãos superiores a 500 m será de colocar um amortecedor nos extremos do respectivo vão (cabo condutor assim como cabo de guarda).

No entanto este critério tem-se revelado algo insuficiente pelo menos para vãos inferiores a 500 m, dado que já surgiram acessórios com desgaste em vãos desta natureza. Como medida de recurso passou-se a introduzir amortecedores em todos os vãos. Está em estudo um plano de análise de vibrações dos cabos para que se possa definir um critério correcto de colocação de amortecedores.

### 3.8 – Circuito de terra dos apoios

Os circuitos de terra dos postes têm por finalidade essencial evitar o aparecimento de tensões de passo e de contacto que se tornem perigosos, nomeadamente, para as pessoas e instalações e, por outro lado, reduzir as incidências dos defeitos sobre os equipamentos das linhas e assegurar condições de fiabilidade à exploração da rede.

De um modo geral e com a finalidade de redução da probabilidade de contornamento dos isoladores por arco de retorno, a resistência de terra dos eléctrodos dos postes situados numa extensão de pelo menos 1 km junto à subestação, deve ser inferior a 15 Ohm.

A configuração do circuito de terra tem em atenção a classificação das zonas onde os mesmos vão ser implantados.

Assim, considera-se:

- Zonas públicas: zonas onde se verifique uma densidade populacional grande ainda que só em determinadas ocasiões (parques urbanos), áreas destinadas a convívio cultural, recreativo ou desportivo; recintos destinados a feiras, mercados, actos públicos e religiosos; lugares de romaria; zonas de equipamento social colectivo como hipermercados, hospitais e lugares de ensino; etc.);
- Zonas frequentadas: zonas que não sendo da categoria anterior se podem caracterizar como estando nas suas fronteiras ou onde a presença humana se registre amiúde (caminhos de serviço; áreas junto a fontes ou poços de utilização habitual; zonas agrícolas de actividade frequente, tipo hortas; instalações agropecuárias e de apoio agrícola; etc.);
- Zonas pouco frequentadas: zonas não contempladas nas anteriores categorias e onde a presença humana seja menos frequente (zonas submetidas a exploração agrícola cuja intervenção humana seja reduzida; zonas de exploração ganadeira; etc.);
- Zonas não frequentadas: zonas cujas características se não enquadram em nenhuma das anteriores categorias, onde a presença humana é esporádica e normalmente caracterizadas pela sua inaptidão agrícola (zonas de floresta; zonas de acentuado declive; zonas escaladas; etc.).

A configuração do circuito de terra em cada poste conduz a valores de resistência de terra compatíveis com o risco caracterizado pelos valores aceitáveis das tensões de contacto e de passo.

As maiores exigências de segurança vão para as zonas públicas e que para as zonas não frequentadas. Nas zonas não frequentadas, dada a baixa probabilidade da presença humana, podem alcançar valores de risco equivalentes com exigências de segurança muito menores que nas zona públicas.

Normalmente os circuitos de terra de cada apoio respeitam as seguintes regras:

- em zonas não frequentadas ou zonas pouco frequentadas são constituídos por quatro estacas tipo “Copperweld” de 16x2100mm, cravadas verticalmente ao solo, no fundo de cada cova, e ligados aos montantes do poste por intermédio de uma ponta de cabo de cobre nu ( $\varnothing=9\text{mm}$ ) com cerca de 5,0 metros de comprimento;
- em zonas frequentadas acresce ao referido em a), no mínimo, um anel de cabo de cobre nú ( $\varnothing=9\text{mm}$ ) enterrado horizontalmente a cerca de 80centímetros de profundidade, ligado as quatro estacas e rodeando o poste a cerca de 1metro deste, para reduzir as tensões de contacto e de passo;
- em zonas públicas a constituição das malhas de terra é analisada caso a caso, sendo pelo menos aplicada a configuração indicada em b).

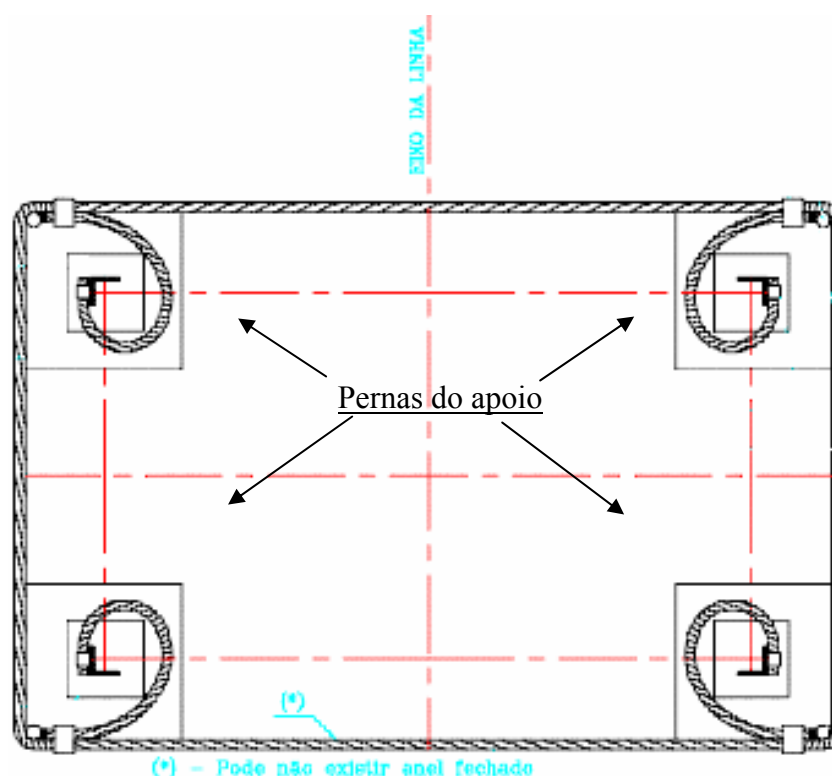


Figura 3.17 – Malha de terra.



O cabo é ligado à cantoneira e às estacas por intermédio de ligadores apropriados, procurando-se sempre um permanente bom contacto e baixa resistência.

Os acessórios das malhas de terra cumprem os requisitos da Especificação Técnica da REN com a referência *EQPJ/ET/ATE03 – Acessórios da malha de terra dos apoios (última revisão)*. Este documento define as características técnicas e os ensaios a satisfazer pelos eléctrodos de terra, uniões de eléctrodos e pelos ligadores de conexão (a eléctrodos, a cabos de cobre nu e a montante de apoio metálico) utilizados nas malhas de terra dos apoios de linhas de Muito Alta Tensão com tensão nominal igual ou superior a 150 kV.

O cabo de cobre nu fazendo igualmente parte da malha de terra é objecto de especificação própria. *EQPJ/ET/CCO02 – Cabos de cobre nus para malhas de terra dos apoios*. Nesta estão especificadas as normas ou outras documentações aplicáveis aos fios e cabos de cobre, definições, requisitos para a montagem e utilização, garantias, requisitos técnicos, especificações de qualidade e respectivos ensaios, acondicionamento, marcação e expedição.

O tempo de vida útil dos cabos bem como dos componentes da malha de terra é de pelo menos 50 anos.

### 3.9 – Conjuntos sinaléticos

Cada apoio possui uma sinalização claramente visível do solo. Esta sinalização é constituída pelos seguintes elementos:

- Chapa de sinalização ou de advertência com o texto “PERIGO DE MORTE” e o número de ordem do apoio na linha.
- Chapa de identificação com o nome (sigla) da linha, e nº de telefone do departamento responsável.
- Os apoios localizados junto de vias de comunicação e zonas urbanas, têm ainda placas sinaléticas com o logótipo da REN.

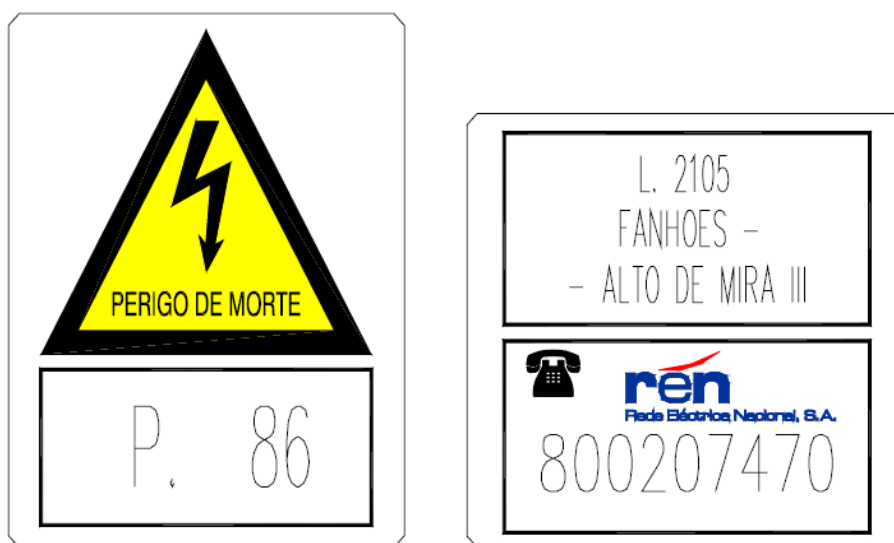


Figura 3.18 – Conjuntos sinaléticos instalados em cada apoio.

Os conjuntos sinaléticos cumprem os requisitos da Especificação Técnica REN com a referência *EQPJ/ET/DCS05 – Conjuntos sinaléticos de apoios (última revisão)*. Este documento destina-se a definir as características técnicas e os ensaios a satisfazer pelos conjuntos sinaléticos, tipo autocolante, utilizados nos apoios de linhas de Muito Alta Tensão com tensão nominal igual ou superior a 150 kV.

A Especificação Técnica REN referência *EQPJ/ET/DCS05* refere que o período de garantia mínimo é de 7 anos a contar da data de entrega à REN.

### 3.10 – Balizagem aérea

A balizagem aérea diurna e nocturna de cabos e apoios tem como objectivo a sinalização dos mesmos. Normalmente apenas os cabos de guarda são sinalizados.

#### 3.10.1 – Sinalização para aeronaves

A mais recente balizagem de cabos é feita de acordo com as disposições contidas na Circular de Informação Aeronáutica 10/3 de 6 de Maio de 2003 do Instituto Nacional de Aviação Civil, através de esferas colocadas alternadamente de cor branca e laranja internacional, com o diâmetro mínimo de 600 mm, espaçadas de 60 m e dispostas em ziguezague sensivelmente segundo a horizontal. Deste modo, as projecções ortogonais das bolas nos dois cabos guarda sobre um plano vertical paralelo à linha ficam a 30 m umas das outras.



Figura 3.19 – Esfera de balizagem.

Na zonas em que se justifica estão igualmente balizados os apoios por pintura total ou parcial e nas cores branco e laranja internacional.

Para balizagem nocturna dos apoios, são normalmente usados sistemas tipo *balisor*. Estes sistemas são constituídos por uma lâmpada de néon, fixada numa extremidade ao condutor de fase (em tensão) e na outra extremidade a uma antena colocada no campo eléctrico do condutor. A existência de uma diferença de potencial entre o condutor de fase e a antena permite que a lâmpada se acenda e assim permaneça, emitindo uma luz de tonalidade vermelha.

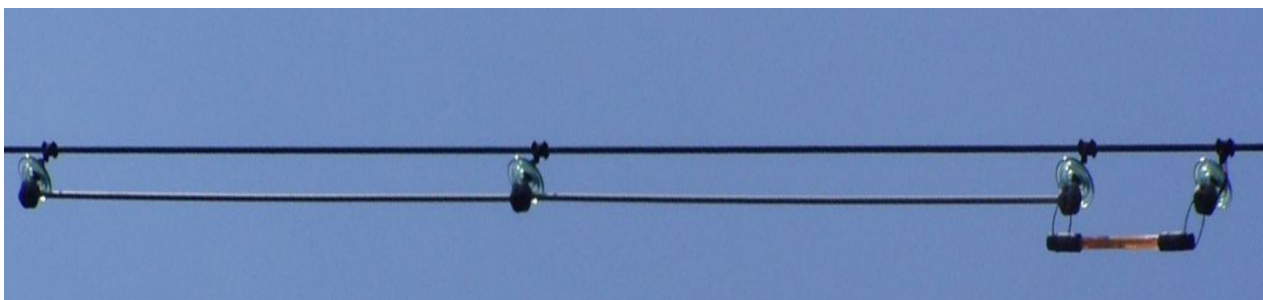


Figura 3.20 – Balisor instalado no cabo condutor.

Os dispositivos e processos de balizagem em uso estão de acordo com as seguintes especificações:

- *EQPJ/ET/DBA01 – Dispositivos de balizagem aérea diurna e nocturna de Linhas Eléctricas de Muito Alta Tensão (última versão).*
- *EQPJ/ET/DPI03 – Balizagem aérea por pintura de apoios de Linhas Eléctricas de Muito Alta Tensão (última versão).*

O objectivo da especificação *EQPJ/ET/DBA01* destina-se a definir as características técnicas e os ensaios a satisfazer pelos dispositivos de balizagem aérea diurna e nocturna, a utilizar nos cabos de linhas de Muito Alta Tensão (MAT) com tensão nominal igual ou superior a 150 kV.

Na especificação *EQPJ/ET/DPI03* são feitas prescrições que estabelecem as condições a que deve obedecer os trabalhos de protecção anticorrosiva inerente aos trabalhos de manutenção dos postes das linhas de transporte de energia. Estão estruturadas em função das diferentes situações em que se encontram quer os postes pintados quer os postes galvanizados.

### 3.10.2 – Sinalizadores para aves

Para sinalização dos cabos para as aves, são instalados dispositivos do tipo BFD (Bird Fly Diverter) normalmente colocados nos cabos de guarda. Trata-se de dispositivos de forma helicoidal em plástico de cor púrpura ou vermelha que se ajustam ao cabo de guarda por enrolamento. Numa das extremidades estes dispositivos têm um anel de maior diâmetro (80 mm aproximadamente) que sobressai no perfil do cabo. Este anel combinado com a cor do dispositivo aumenta significativamente a visibilidade dos cabos pelas aves, sem lhe conferir um aspecto volumoso e não introduz nenhum aumento significativo em relação à área exposta ao vento.

Os dispositivos são colocados espaçados de 6 m, alternadamente num e noutro cabo de guarda, de modo que as projecções ortogonais dos BFD nos dois cabos sobre um plano vertical paralelo à linha fiquem a 3 m uns dos outros.



Figura 3.21 – BFDs.

### 3.11 – Conclusões do capítulo

Como podemos verificar neste capítulo todos os componentes que compõem as LMAT cumprem especificações da REN.

Dado que cada tipo de componente que compõem as LMAT se reveste de alguma complexidade porque está em causa a segurança do sistema eléctrico, das pessoas e bens

por onde a linha passa, muitos destes componentes obedece a factores de segurança mais alargados.

Grande parte destes componentes tem normalmente um tempo de vida superior a 50 anos.

Fazem parte das LMAT muitas variantes de determinados componentes. Esta diversidade de componentes corresponde a uma determinada época onde a tecnologia e as necessidades da rede procuraram dar resposta.

## CAPÍTULO 4 – FENÓMENOS TÍPICOS DA REDE

De entre os vários fenómenos capazes de produzir perturbações na rede, existem alguns que tipicamente assumem maior relevo durante o ano.

Destacam-se as descargas atmosféricas, os incêndios, a poluição dos isoladores e as cegonhas nos apoios.

Qualquer um destes fenómenos já foi responsável, num determinado ano, pelo maior número de defeitos da rede.

Os problemas causados pelas cegonhas têm vindo a ser minimizados com a instalação de dispositivos de dissuasão de poiso de cegonha.

As lavagens dos isoladores minimizaram durante alguns anos o problema da poluição dos isoladores. Recentemente tem-se verificado que as lavagens não têm produzido os resultados desejados devido ao crescente nível de poluição, obrigando a mais de que uma lavagem por ano em determinadas linhas.

Quanto as descargas atmosféricas e aos incêndios, tem-se verificado uma forte relação com as condições atmosféricas

### 4.1 – Descargas atmosféricas em cima da LMAT

As descargas atmosféricas, que afectam particularmente algumas linhas implantadas em zonas de índice ceráunico elevado, têm sido a maior ou segunda maior causa de interrupções na Rede Nacional de Transporte.



Figura 4.1 – Descarga ao cabo de guarda.

Basicamente a descarga atmosférica caracteriza-se pela propagação de uma frente de onda de corrente, em micro segundos, que provoca uma elevação de potencial na zona da descarga conforme Fig.4.2.

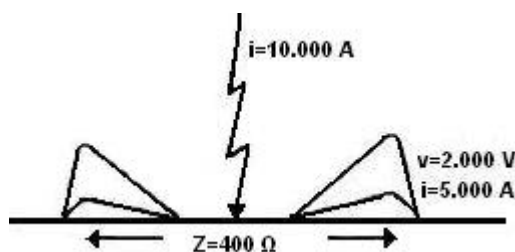


Figura 4.2 – Propagação de frente onda.

Normalmente as descargas atmosféricas atingem o cabo de guarda podendo em determinadas situações, por falha da blindagem da linha, atingirem o cabo condutor.

As descargas de maior potencial directas ao cabo condutor são mais nefastas que as descargas no cabo de guarda, dado que as possibilidades de escoamento da corrente de descarga são mais limitadas no cabo condutor.

Determinadas linhas, principalmente as linhas duplas, dado a sua importância para a rede e elevado número de incidentes com origem em descargas directas ao cabo condutor, tem-se optado pela duplicação dos cabos de guarda (1x Guinea+1xOPGW).

As descargas no cabo de guarda provocam a elevação do potencial no apoio mais próximo. Caso essa elevação de potencial não seja suficiente para ultrapassar a capacidade de isolamento imposta pela cadeia de isoladores, tudo regressa ao normal sem provocar qualquer incidente na linha (ver a figura seguinte).

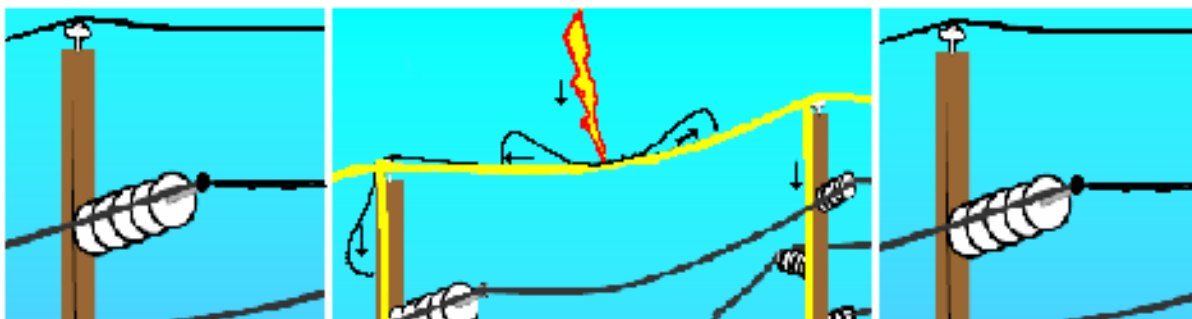


Figura 4.3 – Descarga ao cabo de guarda sem efeitos.

Caso a elevação de potencial no apoio seja de tal forma que provoque a quebra do isolamento (ver I na figura seguinte), é criado um caminho alternativo para a corrente de descarga (ver II na figura seguinte). Nesse momento dá-se o contornamento inverso dos isoladores (50 Hz) provocando a circulação da corrente do cabo condutor para o apoio (ver III na figura seguinte), que só se extingue quando os disjuntores nos extremos na linha se abrem. Normalmente estes incidentes estão relacionados com as fracas terras dos apoios e a elevada potência da descarga atmosférica.

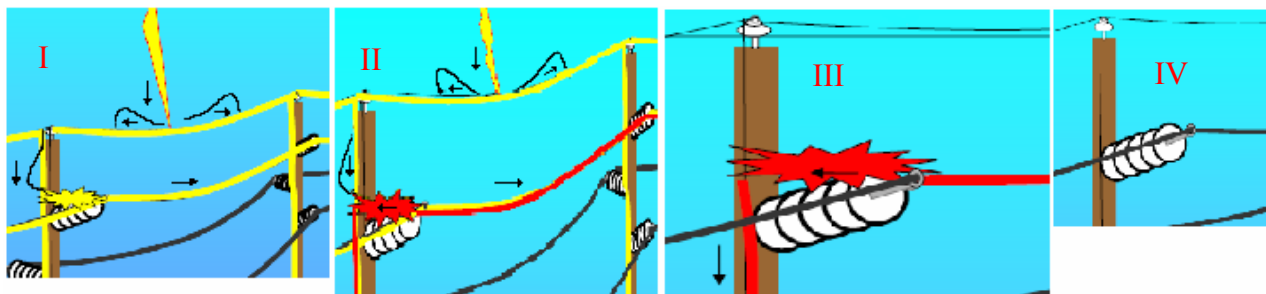


Figura 4.4 – Descarga ao cabo de guarda com efeitos.

Dado que a alteração das terras dos apoios não produz a necessária redução da impedância dos apoios, crê-se que aplicação de descarregadores de sobretensão venha a reduzir o número de incidentes relacionados com descargas atmosféricas.

### 4.2 – Incêndios sob a LMAT

À semelhança das descargas atmosféricas e principalmente em anos mais secos, os incêndios contribuem para a maior parte dos incidentes que acontecem na rede.

A faixa de protecção de cerca de 45 metros de largura centrada no eixo da linha (DR n.º 1/92 - RSLEAT, artº28º, nº3), onde cerca de 6.500 kms de LMAT estão implantados, está fortemente arborizada. Conforme estabelecido em decreto regulamentar (DR n.º 1/92 - RSLEAT), a REN procede, nessa faixa de protecção e na sua proximidade imediata, com periodicidade adequada a cada linha (8 a 12 meses), a operações de corte ou decote do arvoredor ou outra vegetação que possa pôr em causa a distância de segurança regulamentar aos condutores das linhas, com eliminação dos resíduos desses cortes, operações essas que diminuem significativamente a carga térmica sob esses condutores.

Tanto a norte como a sul destaca-se a predominância do eucalipto, espécie de crescimento rápido que pode facilmente penetrar na zona de segurança da linha e por isso requer uma atenção especial pelas equipas de corte de árvores. O sobreiro com maior predominância a sul, é uma espécie de crescimento lento mas protegida e como tal apenas pode ser decotada desde que previamente autorizada.



Embora o corte e decote das várias espécies de árvores faça parte de uma empreitada contínua ao longo do ano que permite manter as distâncias regulamentares à linha, o mato e a folhagem das árvores constituem combustível mais que suficiente para alimentar os muitos incêndios que acontecem em Portugal Continental.



Figura 4.5 – Incêndio debaixo de uma LMAT.

O fumo que resulta da combustão está fortemente carregado de partículas de carbono, que sendo um elemento condutor, altera as propriedades dieléctricas do ar.

Estando as propriedades dieléctricas da linha naquele local ameaçadas, poderão surgir três situações:

1. Contornamento entre fases, isto porque o isolamento entre os dois condutores foi anulado.
2. Contornamento entre uma fase e a vegetação, isto porque as cinzas (carbono), o fumo e o calor libertado no momento da combustão, provocaram um “canal condutor” entre a vegetação e a linha de MAT.
3. Contornamento entre uma fase e o apoio, isto porque as cinzas se depositaram em cima dos isoladores, eliminando o isolamento entre ambos.

Em alguns incêndios a chama pode ser tão grande que vá danificar o cabo.

Caso não haja destruição de equipamento, este tipo de incidente apenas provoca um corte momentâneo no fluxo energético da linha. Poderá tornar-se um incómodo para a rede caso o incêndio se propague na direcção em que a linha está montada, provocando cortes sucessivos da linha.

### 4.3 – Poluição dos isoladores de vidro e cerâmica

A rigidez dielétrica de uma superfície isolante reduz-se substancialmente quando submetida a determinadas condições climáticas como chuva ou alta humidade. Tal redução pode tornar-se mais acentuada quando a superfície isolante é exposta a uma “atmosfera poluída”.

Entende-se como “atmosfera poluída”, do ponto de vista eléctrico, uma atmosfera que, num certo período de tempo, propicia a formação, sobre a superfície isolante, de uma camada constituída por substâncias que dissolvidas em água, produzem soluções condutoras.



Figura 4.6 – Isolador de vidro poluído.

Não se verifica variação no comportamento dielétrico da superfície se a camada se mantém seca, quando comparada com a superfície limpa. Se entretanto, ocorre um processo de humedificação que dissolva mas não remova os sais contidos na camada, parcial ou totalmente, ocorre a formação de arcos sobre a superfície iniciando um processo que poderá culminar com uma disrupção.

Além disso, os arcos formados geram ozónios (agente oxidante) e um dos responsáveis pela corrosão eléctrica nos isoladores.

A sequência de eventos a seguir mostra a influência da poluição na formação de arcos na superfície de isoladores:

1. O processo inicia-se quando o isolador está coberto com uma camada de poluição seca, contendo sais solúveis ou ácidos diluídos.
2. Depois a superfície do isolador poluído é humedificada, completa ou parcialmente, por uma névoa, chuva fina ou nevoeiro, fazendo com que a camada de poluição se torne condutora.
3. Assim que a camada poluente que cobre o isolador “em tensão” se torna condutora, as correntes de fuga superficiais aparecem e o aquecimento por elas provocado começa a secar parte da camada poluente.

4. A secagem da camada poluente é sempre não uniforme, ou seja fica às manchas, fazendo com que a camada poluente húmida seja cortada por bandas secas que interrompem o fluxo da corrente de fuga.
5. A tensão aplicada nas bandas secas que podem ter poucos centímetros de largura, causa uma descarga no ar e a banda seca é ultrapassada por arcos que estão electricamente em série com a resistência da parte não seca da camada de poluição.
6. Se a resistência da parte seca da camada de poluição for muito baixa, os arcos que ultrapassam as bandas secas não se extinguem aumentando sua extensão ao longo da superfície do isolador. Assim assiste-se a uma diminuição da resistência eléctrica em série com os arcos, aumentando a corrente, e permitindo aumentar ainda mais a sua extensão até que toda a superfície do isolador esteja coberta, ocasionando assim uma disrupção.

De forma a colmatar este problema, inicialmente eram instalados nas zonas de maior poluição isoladores antipoluição. Estes isoladores de campânula em vidro ou cerâmica, têm uma maior linha de fuga o que dificulta o aparecimento das correntes de fuga superficiais. A maior linha fuga é conseguida através de maiores ranhuras. No entanto estas ranhuras implicam maiores cavidades que dificultam a lavagem dos isoladores.

As lavagens de isoladores de vidro e cerâmica têm sido a forma mais expedida de colmatar este problema. No entanto com a falta de chuva, o número de vezes que os isoladores são lavados têm aumentado, representando isto elevados custos de manutenção.

Os elevados custos de lavagem levaram à montagem de isoladores compósito. Estes isoladores em borracha siliconada, através das suas propriedades hidrofóbicas, repelem a água evitando o aparecimento de zonas condutores propícias para o aparecimento de correntes de fuga.



Figura 4.7 – Isolador antipoluição (à esquerda) e compósito (à direita).

Algumas zonas mais críticas da rede estão a ser equipadas com isoladores compósitos.

Sendo os isoladores componentes cruciais para o bom funcionamento da RNT, os isoladores compósitos ainda carecem de algum histórico que devolva a confiança deixada pelos isoladores de vidro. Este histórico será obtido através da implementação de novos processos de monitorização que estes isoladores implicam.

### 4.4 – Cegonhas nos apoios das LMAT

As cegonhas e a RNT podem parecer ser assuntos que não se relacionam. No entanto, em Portugal, os hábitos de nidificação destes grandes pássaros tiveram um impacto prejudicial na fiabilidade da rede.

Há vários séculos que Portugal é visitado pela cegonha branca (*Ciconia de Ciconia*), que constrói os seus ninhos em estruturas altas disponíveis. Há milhares de anos atrás, as árvores eram a escolha para o habitat deste pássaro, mas quando começaram aparecer as torres do sino das igrejas, as cegonhas procuraram estes locais alternativos para seus pesadíssimos ninhos. Após adaptação à paisagem religiosa, as cegonhas viram outras oportunidades em obras do homem, cujas chaminés industriais abandonadas forneceram aos pássaros uma outra escolha desejável.

Com o advento dos apoios de alta tensão, estes pássaros passaram a optar por nidificar nestas estruturas altas, que ofereceram vantagens numerosas. Primeiro, porque muitos apoios ficam situados perto de terras de cultivo, em locais remotos e depois porque estão longe da ameaça dos seres humanos. Além disso, ao contrário das torres do sino da igreja, estas estruturas são silenciosas. O número de cegonhas que começa a usar os apoios de alta tensão para nidificação está a aumentar rapidamente, e o seu impacto no desempenho do sistema transformou-se numa matéria de preocupação.

Foi possível verificar pela REN que existe uma correlação entre a presença de ninhos de cegonha nos apoios e no número de falhas da linha. Assim, em 1993, a concessionária da rede adicionou mais uma categoria – *incidente causado pela cegonha* – na sua estatística de incidentes de rede. Porque a cegonha está categorizada como "uma espécie em extinção", a REN assumiu numa estratégia de gestão de ninhos de cegonha e assim tem conseguido reduzir o número de falhas provocados por cegonhas. Apesar de tudo, o número de ninhos instalados em apoios da RNT continua a crescer, registando-se em 2004 o sêxtuplo dos ninhos existente em 1998, como se pode ver na Tab.4.1.

Tabela 4.1 – Localização e evolução do número de ninhos de 1998 a 2004.

	EXISTÊNCIA DE NINHOS				
	Em plataformas	Sobre cadeia de isoladores	Em zona de passagem	Outros	Totais
<b>Em Jul/1998</b>	195	153	82	72	<b>502</b>
<b>Em Jul/1999</b>	274	115	85	115	<b>589</b>
<b>Em Jul/2000</b>	414	92	65	141	<b>712</b>
<b>Em Jul/2001</b>	472	96	146	100	<b>814</b>
<b>Em Jul/2002</b>	568	84	140	103	<b>895</b>
<b>Em Jul/2003</b>	643	94	168	100	<b>1005</b>
<b>Em Jul/2004</b>	709	94	223	87	<b>1113</b>

A cegonha é um pássaro de grande envergadura com 1 m de altura, 2 m entre asas, e que se alimenta de grandes insectos, enguias e outros peixes, crustáceos, mamíferos pequenos e pássaros. Normalmente as cegonhas fazem ninhos perto dos terrenos cultivados onde o alimento é mais abundante. Migram percorrendo grandes distâncias entre a Europa e a África em Março e Abril. Entretanto, depois do declínio da sua população, esta espécie protegida recuperou e agora algumas cegonhas já não migram.

As cegonhas são consideradas espécie protegida. Na Convenção de Bona foi considerada como Espécie Migratória, na Convenção de Berna como Animais Selvagens Europeus e Habitats Naturais e está referenciada como espécie protegida na Directiva das Aves da União Europeia.

A causa principal das falhas de linha por causa dos ninhos de cegonha nos apoios da RNT é o excremento do pássaro, também conhecido por “*jet stream*”, que polui o isolador de tal forma que ele perde as suas características isolantes. No entanto, mesmo sem tocar nos isoladores, o jacto de excremento pode também criar uma zona de resistência dieléctrica baixa dentro do campo eléctrico forte na vizinhança do isolador, provocando um arco eléctrico ao longo da cadeia. Além disto, as falhas podem ocorrer devido a gravatos, material de que os ninhos são construídos, que podem cair perto dos isoladores, provocando a falha da linha. Assim, a posição do ninho no apoio, como se pode ver na Fig.4.8, é o aspecto chave para minimização deste problema.

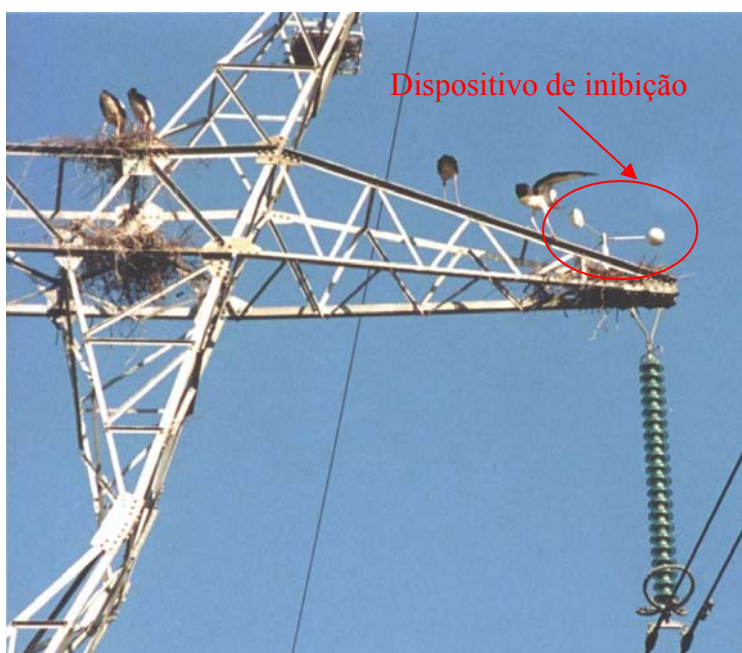


Figura 4.8 – Ninhos e sistema inibidores de poiso de cegonha.

A estratégia para a resolução deste problema tem passado pela gestão dos ninhos de cegonha, procurando melhorar a fiabilidade do sistema protegendo-o dos ninhos das cegonhas.

Desta forma todos os anos são instalados dispositivos que inibem a cegonha de circular e nidificar perto dos isoladores (ver figura anterior), criando-se em alternativa nos mesmos apoios condições, através da montagem de plataformas, para que estas possam fazer os ninhos em locais mais seguros. No entanto todos os anos surgem ninhos perto dos isoladores sendo estes normalmente recolocados para zonas mais seguras após autorização do Instituto de Conservação da Natureza. Um ninho pode pesar mais de 150 kg e por isso movê-lo para uma posição mais aceitável no apoio pode ser uma tarefa difícil. Para incentivar a recolocação, e não a destruição, dos ninhos para novas plataformas, as organizações ambientais contam os ninhos existentes. Os dados confirmam que as cegonhas aceitaram aproximadamente 75% dos ninhos recolocados.

As estatísticas mostram que apesar do aumento do número de ninhos nos apoios durante o período 1993 a 2004, o número de falhas atribuídas às cegonhas caiu de 0,74 para 0,04, ou seja, a estratégia seguida teve sucesso.

Tabela 4.2 – Evolução da taxa de incidentes relacionados com ninhos de cegonhas (1993-2004).

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Taxa de incidentes</b>	0,74	0,64	0,46	0,37	0,17	0,11	0,09	0,08	0,05	0,03	0,07	0,04
<b>Nº de incidentes</b>	102	145	113	105	53	53	55	59	40	28	75	39
<b>Nº de ninhos</b>	138	228	246	283	316	502	589	712	814	895	1005	1113

Nota: Taxa de incidentes = nº de incidentes / nº de ninhos

Os custos associados a este programa de gestão de ninhos são principalmente relacionados com a mão de obra, dado que os dispositivos usados são simples e de materiais baratos.

### 4.5 – Conclusões do capítulo

Neste capítulo apenas foram abordados os fenómenos mais típicos da rede.

Grande parte dos problemas que acontecem nas LMAT da RNT resumem-se a descargas atmosféricas, incêndios, poluição dos isoladores e a problemas relacionados com cegonhas.

De facto grande parte dos incidentes em linhas tem origem em factores externos.

Tem sido possível ao longo dos anos minimizar alguns destes fenómenos. A redução do número de incidentes relacionado com cegonhas é prova disso.

Está em curso um plano de substituição de isoladores de vidro e cerâmica por isoladores compósitos nas zonas mais poluídas, de forma minimizar os problemas criados pela poluição.

De todos os incidentes em linhas os fenómenos mais frequentes são as descargas atmosféricas e os incêndios. São fenómenos de difícil controlo, tipicamente relacionados com as condições atmosféricas.

## **CAPÍTULO 5 – ACTUAL METODOLOGIA DE MANUTENÇÃO DAS LMAT**

A actual metodologia de manutenção das LMAT da RNT assenta basicamente nas seguintes acções:

- rondas com inspecções visuais por equipas internas aos diversos componentes da linha com identificação de eventuais interferências com a linha;
- em conjunto com as rondas são identificadas pelas equipas internas as árvores ou outra vegetação a ser cortada, para posterior corte por equipa externa contratada para o efeito;
- identificação de elementos em tensão em mau estado, através da termografia aérea com inspecção visual dos elementos visíveis de helicóptero. Todo este serviço é realizado por um prestador de serviço externo à REN;
- verificação periódica da resistência de terra dos apoios e inspecção visual por equipa externa contratada;

Em complemento a esta metodologia, periodicamente e apenas nas zonas de maior poluição, equipas contratadas procedem a lavagem de isoladores com a supervisão de pessoal interno.

Normalmente todos os anos são eleitas uma ou duas linhas, dependendo do estado de corrosão, para aplicação de nova protecção anticorrosiva aos apoios por equipas externas.

Em 2005 iniciou-se o programa de substituição de isoladores. Este programa contempla a substituição dos isoladores de cerâmica por vidro e nas zonas mais poluídas a substituição dos isoladores existentes por isoladores compósitos.

Ao mesmo tempo tem-se procedido a substituição dos cabos de aço que existam por cabos de alumínio-aço.

De notar que a REN mantém em paralelo um programa de remodelação de determinadas linhas da rede para aumento da capacidade de transporte (*uprating*).



## 5.1 – Rondas e inspecções terrestres

As rondas caracterizam-se por inspecções terrestres a olho nu ou com auxílio de binóculos, aos equipamentos em serviço, realizadas por pessoal interno, para acompanhamento do seu estado e detecção de eventuais avarias. Todas estas inspecções são realizadas sem subir aos apoios.

A inspecção terrestre permite verificar o estado dos:

- a) Maciços do apoio, por exemplo:
- chaminé da fundação soterrada;
  - retirada de terra do volume de terras estabilizantes do apoio;
  - excesso de vegetação;



Figura 5.1 – Excesso de vegetação (à esquerda) e fundação sem terra (à direita).

- b) Parafusos e cantoneiras do apoio, por exemplo:
- tinta queimada (incêndios);
  - falta de parafusos e cantoneiras;



Figura 5.2 – Tinta queimada nas cantoneiras.

- c) Isoladores e respectivos acessórios, por exemplo:
- isoladores partidos e contornados;

- paus em cima dos isoladores;
- hastes de descarga ou anéis de protecção desapertados ou danificados;
- acessórios com desgaste;



Figura 5.3 – Acessórios com desgaste (à esquerda) isoladores partidos e contornados (à direita).

- d) Acessórios diversos montados junto ao apoio e no cabo, como por exemplo:
- amortecedores partidos ou deslocado;
  - balisores com a lâmpada fundida ou partida;
  - esferas de balizagem partidas (vandalismo);
  - dispositivos de inibição de poiso de cegonha, plataformas danificadas;
  - placas de sinalização queimadas, vandalizadas ou desactualizadas;
- e) Cabos condutores e de guarda principalmente junto a cada acessório, como por exemplo:
- fios de cabo partidos ou danificados junto a pinça, à união, aos separadores ou às esferas de balizagem;
  - fiador de cabo de guarda solto;



Figura 5.4 – Fios de cabo condutor partido (à esquerda) e fios danificados (à direita).

Algumas anomalias de fácil resolução são prontamente resolvidas pelas mesmas equipas internas que fazem a inspecção. Normalmente as restantes anomalias são registadas e posteriormente corrigidas por mão de obra externa.

A inspecção terrestre permite também verificar se a distância entre as árvores, os edifícios ou quaisquer outros elementos que sejam sobrepassados pelas linhas cumprem as distâncias regulamentares (DR n.º 1/92 - RSLEAT).

### **5.2 – Corte e decote de árvores sob a linha**

As árvores pela sua diversidade e quantidade são dos elementos mais dinâmicos que as linhas sobrepassam, pelo que requerem uma atenção especial das equipas de manutenção.

Conforme estabelecido em decreto regulamentar (DR n.º 1/92 - RSLEAT), a concessionária da RNT procede, na faixa de protecção de 45 metros de largura centrada no eixo da linha (DR n.º 1/92 - RSLEAT, artº28º, nº3) e na sua proximidade imediata, com periodicidade adequada a cada linha (8 a 12 meses), a operações de corte ou decote do arvoredor ou outra vegetação que possa pôr em causa a distância de segurança regulamentar aos condutores das linhas, com eliminação dos resíduos desses cortes, operações essas que diminuem significativamente a carga térmica sob esses condutores.

Numa primeira fase, o representante da REN identifica as árvores ou outra vegetação a ser cortada e de seguida acorda com o proprietário do terreno, ou representante para o efeito, o corte. Caso o proprietário esteja em desacordo, o assunto é encaminhado para o departamento específico de gestão de servidões.

Após acordo, ou autorização para o efeito, as equipas de mão de obra externa especializadas na matéria procedem ao corte.

O corte e decote de árvores junto a linha, carece sempre de cuidados especiais por parte das equipas de mão de obra externa, dado que a linha está em tensão.





Figura 5.5 – Corte de árvores na proximidade da linha.

Caso exista espécies protegidas (ex: sobreiro) que necessitem de corte ou decote, é previamente solicitada a devida autorização da Direcção Geral de Florestas.

#### **5.4 – Termografia aos acessórios em tensão**

A inspecção termográfica (termografia) é uma técnica não destrutiva que utiliza os raios infravermelhos, para medir temperaturas ou observar padrões diferenciais de distribuição de temperatura, com o objectivo de propiciar informações relativas à condição operacional de um componente, equipamento ou processo.

A termografia apresenta-se como uma técnica de inspecção extremamente útil nas LMAT, uma vez que permite:

- realizar medições sem contacto físico com a linha, ou seja, existem menos riscos e por isso é mais seguro;
- verificar equipamentos em pleno funcionamento, ou seja, não é necessário desligar a linha;
- inspeccionar grandes áreas em pouco tempo, ou seja, em pouco tempo é possível saber o estado de uma linha com vários quilómetros.

No entanto, esta técnica é sensível a defeitos na superfície mas é insensível a defeitos internos, a menos que sejam suficientes para provocar a alteração da temperatura na superfície.

Para além das condições mínimas atmosféricas necessárias para realização da termografia aérea, em condições óptimas a termografia deverá realizar-se quando a linha estiver, no mínimo, a 30% de sua carga nominal (limite máximo de Inverno).

Para cada sobreaquecimento identificado é apresentada a carga presente na linha no momento da medição, solicitada ao Gestor do Sistema, e as respectivas extrapolações para 25, 50, 75 e 100% da carga nominal.

O grau de gravidade do defeito é classificado com base na extrapolação para 50% da carga nominal, da seguinte forma:

- Ponto quente classe A – sobreaquecimento superior a 30°C
  - Reparação imediata até 1 mês;
- Ponto quente classe B – sobreaquecimento entre 20 e 30°C, inclusive
  - Reparação a curto prazo, até 3 meses;
- Ponto quente classe C – sobreaquecimento entre 10 e 20°C, inclusive
  - Reparação a médio prazo, até 6 meses;
- Ponto quente classe D – sobreaquecimento inferior a 10°C, inclusive
  - Vigiar até 1 ano.

A influência do vento também é tida em conta, fazendo-se a extrapolação para o vento de referência de 0,6 m/s (valor utilizado na aplicação da fórmula de Kuipers e Brown nos projectos de linhas) através da expressão  $(v/v_{ref})^{0,448}$  ( $v_{ref}=0,6\text{m/s}$ ,  $v$ =velocidade do vento durante a inspecção).

Exemplo: Extrapolação para 50% da carga nominal

$I_{nominal} = 150 \text{ MVA}$  (carga nominal da linha)

$I = 30 \text{ MVA}$  (carga no momento da medição)

$v = 1 \text{ m/s}$  (velocidade do vento no momento da medição)

$v_{ref} = 0,6 \text{ m/s}$  (velocidade do vento de referência)

$t_{PQ} = 30,6 \text{ °C}$  (temperatura do ponto quente)

$t_{REF} = 16,5 \text{ °C}$  (temperatura de referência, que poderá ser a do acessório igual noutra fase)

$\Delta t = t_{PQ} - t_{REF} = 14\text{ }^{\circ}\text{C}$  (sobreaquecimento à carga no momento)

Agora os resultados devem ser extrapolados para 50% da carga nominal, para vento 0,6 m/s:

$$\Delta t_{50\%I_{nominal}} = [(I_{nom} * 50\%) / I]^2 * [v / 0,6]^{0,448} * (t_{PQ} - t_{REF}) = 111\text{ }^{\circ}\text{C}$$

Assim, 111°C é um sobreaquecimento superior a 30°C, logo é um ponto quente classe A que requer reparação imediata até 1 mês.

A termografia das LMAT é realizada anualmente com apoio de um helicóptero que sobrevoa as linhas a uma determinada distância dos cabos em tensão.

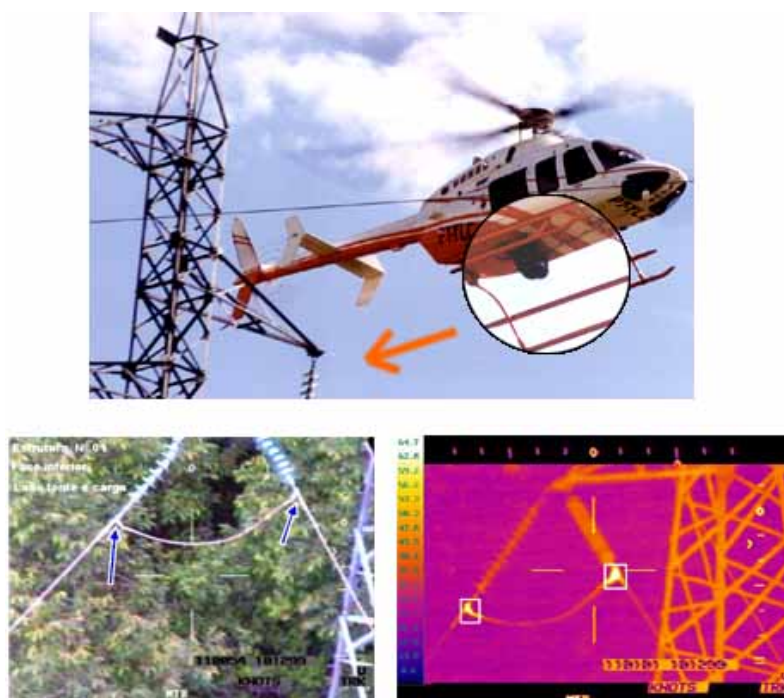


Figura 5.6 – Termografia a linhas usando helicóptero.

Para além dos equipamentos necessários para realizar a termografia a linha, o helicóptero transporta uma equipa de profissionais qualificados para o efeito. O helicóptero está equipado com uma camera de vídeo normal, para posterior análise de eventuais defeitos.

Deste sobrevoos resultam duas cassetes no formato VHF (termografia e vídeo normal).

À posteriori, estes dados são analisados e culminam em dois relatórios. Um evidenciará e caracterizará eventuais “pontos quentes” que poderão ser sinónimo de avaria grave, enquanto o outro identificará eventuais anomalias que requeiram análise (inspecção visual).

## 5.5 – Medição de resistência terra dos apoios

A resistência de terra dos apoios é medida por uma empresa externa especializada, que utiliza aparelhos adequados, baseado no método das quedas de tensão, por ser dos vários métodos existentes, o mais preciso.

A resistência de terra de um eléctrodo de terra X (ver a Fig.5.7), que é constituída, pela resistência de contacto, pela resistência da estrutura incorporada na linha (os cabos de guarda mantêm-se ligados), e pela resistência das camadas de terreno que ficam na vizinhança do eléctrodo e nas quais a existência de uma densidade de corrente elevada provoca quedas de tensão sensíveis, pode medir-se fazendo circular entre X e um eléctrodo de terra auxiliar A (eléctrodo auxiliar de corrente) uma corrente  $I_{XA}$  e medindo a tensão  $V_{XB}$  entre X e outro eléctrodo auxiliar B (eléctrodo auxiliar de tensão).

O quociente  $V_{XB}/I_{XA}$ , quando os eléctrodos estiverem suficientemente afastados uns dos outros, toma um valor limite que é a resistência de terra do eléctrodo X.

Nas linhas com cabo de guarda, embora sejam utilizados aparelhos concebidos para operar nesta situação, os resultados das medições efectuadas a partir de 20 a 30  $\Omega$ , apresentam um erro que se acentua com o aumento da resistência de terra do apoio. Afim de reduzir ao mínimo este erro, foram introduzidas correcções através da fórmula

$$R_{\text{corrigido}} = R_{\text{medido}} + 0,05 \left( 1 - e^{-R^2 \text{Medido} / 200} \right) * R_{\text{medido}}^2 .$$

Esta fórmula foi obtida empiricamente a partir das medições efectuadas em algumas linhas, antes e depois de colocados os cabos de guarda.

A tensão do gerador G deve ser alternada, podendo não ser sinusoidal. A resistência interna do voltímetro V deve ser superior a 10.000  $\Omega$ , sendo o voltímetro de preferência, um voltímetro electrostático.

A medição é geralmente feita por intermédio de aparelhos de leitura directa baseados no princípio exposto.

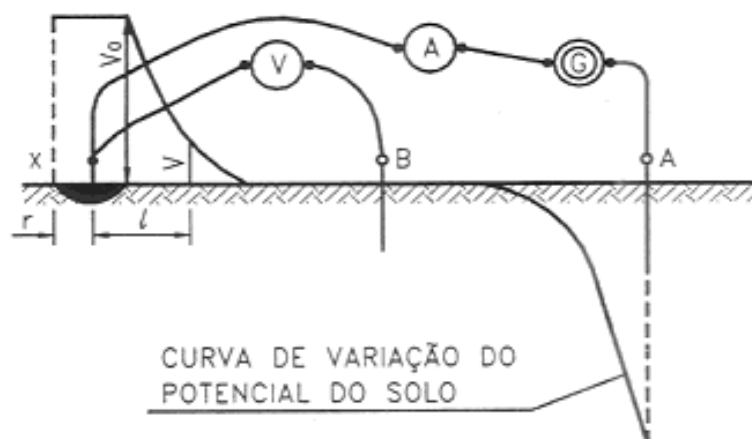


Figura 5.7 – Medição da resistência de terra dos apoios.

Para uma aplicação correcta do método, os circuitos de medida de corrente e de potencial devem estar suficientemente afastados de modo a evitar-se acoplamentos mútuos e eventuais introduções de erros nas medidas. Nos casos dos apoios esta distância não pode ser inferior a 70 metros. A relação de distâncias dos eléctrodos de potencial e de corrente à terra a medir, em solos homogéneos, deve ser da ordem de 0,62. A medida da resistência de terra de cada apoio é feita com os eléctrodos de terra ligados electricamente entre si.

Não se registam normalmente grandes variações entre os valores medidos de uns anos para os outros.

A periodicidade de medição das resistências de terra, como estipula o DR n.º 1/92 - RSLEAT, não deve ultrapassar os 5 anos.

## 5.6 – Lavagens de isoladores

A lavagem ou despoluição dos isoladores de vidro ou de cerâmica surge com a necessidade de minimizar as falhas causadas principalmente pelo aumento da poluição salina e industrial ou até mesmo dos dejectos de cegonha nos isoladores.

Como já foi referido em capítulos anteriores este fenómeno de poluição industrial e salina em conjunto com os nevoeiros matinais é sazonal, normalmente em época estival, e afecta particularmente as linhas localizadas a sul do território continental (principalmente na região da Grande Lisboa e Vale do Tejo).

A lavagem com água a alta pressão é a resposta a este problema, mas o acesso aos isoladores pode ser incómodo e muito difícil, e às vezes mesmo impossível (ex: campos de arroz).



Dado que a indisponibilidade das linhas afectadas é normalmente difícil, a lavagem dos isoladores processa-se com a linha ligada, usando-se água desmineralizada a alta pressão. Esta água é habitualmente adquirida nas Centrais Térmicas de Setúbal e Sines.



Figura 5.8 – Lavagens de isoladores (à esquerda) e equipamento de lavagem (à direita).

Tratando-se de um trabalho na proximidade de tensão existem procedimentos obrigatórios a cumprir antes de iniciar o trabalho. Assim, antes de iniciar a lavagem dos isoladores da linha, esta é colocada em “*Regime Especial de Exploração*”, que para além de uma série de procedimentos obrigatórios, corresponde basicamente à desactivação dos sistemas de religação automática nos extremos da linha. Caso haja abertura de algum disjuntor da linha, este apenas volta a ser fechado após autorização do responsável da REN no terreno.

O serviço de lavagens de isoladores é um serviço muito caro porque é feito em grande quantidade e por equipas especializadas.

Espera-se que com a substituição dos isoladores de cerâmica e vidro por compósitos os custos de lavagem diminuam.

### 5.7 – Remodelação de linhas

A necessidade de grande conservação, remodelação dos equipamentos em fim de vida útil e aumento da capacidade de transporte das linhas existentes, tem levado a concessionária da RNT à substituição integral dos isoladores, acessórios e cabos de guarda em determinadas linhas bem como aplicação de protecção anticorrosiva em apoios de linhas mais antigas ou mais degradadas.

### **5.7.1 – Substituição de cadeias de isoladores e de cabos de guarda**

As linhas da RNT estão equipadas, numa percentagem significativa, com isoladores cerâmicos com muito tempo de serviço (nalguns casos mais de 50 anos) ou com evidente baixa de fiabilidade, nos restantes anos. Nos últimos 17 anos registaram-se 38 casos de rotura de cadeia de isoladores cerâmicos, os quais constituem, por natureza, incidentes de máxima gravidade.

Nas últimas décadas a REN tem vindo a equipar a suas linhas com cadeias de isoladores de vidro. Estes embora apresentem melhor desempenho a nível mecânico, têm, a par dos cerâmicos, um comportamento em serviço menos bom em zonas de poluição elevada.

Este problema tem vindo a ser resolvido através de lavagens periódicas dos isoladores. Contudo, os elevados encargos com esta operação mesmo em anos de média pluviosidade, a dificuldade de diagnóstico atempado do estado de poluição e a dificuldade de actuação simultânea nas vastas áreas da rede em que se faz sentir o efeito da poluição com a consequente lavagem das cadeias de isoladores, faz deste método um processo nem sempre eficaz. São, por isso, frequentes os contornamentos de cadeias de isoladores na RNT (mais de 300 por ano, em média), o que se traduz em potenciais microcortes e cavas de tensão nas instalações de utilização de energia eléctrica.

Por outro lado, atendendo ao bom desempenho dos isoladores compósitos em zonas de poluição elevada, e considerando o seu preço actual e estado de desenvolvimento desta tecnologia, justifica-se a sua introdução nas linhas das zonas mais críticas, como forma de melhoria do desempenho da rede nessas zonas e de diminuição dos custos de manutenção.

Quanto aos cabos de guarda em aço (tipo SWG), devido à idade avançada, à inadequação em face do crescimento das correntes de curto-circuito e ao estado avançado de corrosão (têm-se registado diversas quedas de cabos de guarda nos últimos anos por este motivo), têm-se procedido à substituição dos cabos aço por cabos de guarda em alumínio-aço (tipo ACSR).

Em algumas situações em vez da substituição dos dois cabos de guarda em aço por dois cabos em alumínio-aço, têm-se procedido a substituição por um cabo alumínio-aço e outro cabo de guarda com fibras ópticas (tipo OPGW).

### **5.7.2 – Protecção anticorrosiva de apoios**

Em termos de protecção anticorrosiva dos apoios de LMAT existem dois tipos de protecção aplicados na RNT, a protecção por pintura manual e a protecção por galvanização por imersão a quente.



Figura 5.9 – Pintura manual (à esquerda) e galvanização por imersão a quente (à direita).

Os primeiros apoios instalados na RNT eram pintados após a instalação. As tintas eram preparadas no terreno e aplicadas com trinchas e rolos por equipas de pintores. Os primeiros “primários” eram em zarcão, denominação comercial do tetróxido de chumbo ( $Pb_3O_4$ ), que é um pó vermelho insolúvel em água e em ácidos. Este composto forma uma suspensão oleosa denominada como "tinta zarcão", empregada na protecção de superfícies de ferro contra a ferrugem, agora proibida e abandonada há muitos anos por razões ambientais.

A pintura manual no terreno após a montagem do apoio foi substituída pela galvanização por imersão a quente do apoio em fábrica antes da montagem. Esta técnica além de ser menos morosa, porque requer menos mão de obra, é mais eficiente oferecendo uma protecção mais duradoura.

A pintura manual dos apoios continua a ser usada, embora com outro tipo de esquemas de protecção à base de zinco, em situações de manutenção da protecção anticorrosiva.

Existem uma série de normas, que servem de referência à aplicação, identificação e controlo do estado da protecção anticorrosiva. As referências normalmente usadas na RNT são:

- Norma NP 1734 – colheita de amostras;
- Norma SIS 055900 – do “Swedish Corrosion Institute”;
- Norma ISO 2808 – “Determination de l'epaisseur du feuil”;
- Norma NP 1364 – Colheitas de amostras – matérias-primas;
- Norma NP 1886 – Condições de Aplicação para Ensaios;
- Escala Europeia de Graus de preparação das superfícies;

- Escala Europeia de Graus de corrosão de superfícies pintadas.

A título de exemplo, os apoios que foram inicialmente pintados à mão após a montagem, agora com quase 40 anos apresentam corrosão generalizada, denominada corrosão superficial de classe A, e por isso devem comportar na empreitada de reposição da protecção anticorrosiva os seguintes passos:

1. Preparação de superfície de todas as peças em aço constituintes do apoio, a qual consiste fundamentalmente na decapagem dessas superfícies até ser atingido um grau intermédio aos graus ST<sub>2</sub>-ST<sub>3</sub> da norma sueca SIS 055900-67.
2. Obturação de juntas nas cobre juntas e outros elementos de ligação com produto adequado.
3. Aplicação de esquema de pintura constituído por duas demãos de “primário” adequado com espessura seca mínima de 120µm e por duas demãos de “acabamento” com espessura seca mínima de 80µm, ou esquema equivalente.

Em média por ano é pintada uma linha. Normalmente as linhas escolhidas já apresentam corrosão generalizada.

A pintura das linhas é realizada por equipas de prestadores de serviços externos devidamente qualificados.

### 5.8 – Conclusões do capítulo

Como podemos verificar através do que atrás foi exposto, a actual metodologia de manutenção assenta basicamente em inspecções visuais e aéreas complementadas com acções de carácter correctivo ou preventivo.

Grande parte das acções de manutenção são realizadas por prestadores de serviço externo acompanhadas, em muitas situações, por pessoal interno.

A progressiva redução do número de efectivos a nível interno levará a que cada vez mais os prestadores de serviços assumam maiores responsabilidades.

A identificação de possíveis problemas depende fortemente da experiência acumulada dos vários intervenientes.

O aperfeiçoamento destas práticas de manutenção resulta de anos de prática da REN e de outras empresas do sector nomeadamente a REE (“Red Electrica de España<sup>2</sup>) e a RTE (“Réseau de transport d'électricité”).

## **CAPÍTULO 6 – QUALIDADE DE SERVIÇO**

A REN, concessionária da RNT, responde anualmente, através de um relatório, a prescrições do Regulamento da Qualidade de Serviço, designadamente o artigo 38º, em matéria de informação sobre a qualidade do serviço.

Além dos indicadores relativos à continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão e demais requisitos do Regulamento de Qualidade de Serviço, o Relatório de Qualidade de Serviço apresenta também informações relativas ao comportamento em serviço dos diversos elementos de rede e principais equipamentos que o constituem.

Neste capítulo apenas é abordada a evolução até 2004 dos indicadores de continuidade de serviço e incidentes.

Todos os dados que se seguem reportam-se ao Relatório de Qualidade de Serviço de 2004.

### **6.1 – Continuidade de serviço – Evolução até 2004**

Os artigos 14º e 16º do Regulamento da Qualidade de Serviço estabelecem que a caracterização da continuidade de serviço na RNT seja assente em indicadores de qualidade de serviço de natureza geral ou individual:

- Geral – relativa ao desempenho global da rede de transporte, avaliada com base nos seguintes indicadores gerais:
  - Energia não fornecida – ENF (MWh);
  - Tempo de interrupção equivalente – TIE (minutos);
  - Frequência média de interrupção do sistema – SAIFI;
  - Duração média das interrupções do sistema – SAIDI (minutos);
  - Tempo médio de reposição de serviço do sistema – SARI (minutos).
- Individual – relativa ao desempenho da rede de transporte em cada ponto de entrega (PdE) às redes de distribuição ou a instalações de clientes alimentados em muito alta tensão (MAT), avaliada com base nos seguintes indicadores individuais:
  - Frequência das interrupções – número de interrupções ocorridas durante um ano;

- Duração total das interrupções – somatório da duração das interrupções ocorridas durante um ano.
- Além destes a REN apura igualmente o seguinte:
  - Total de energia não fornecida – somatório das energias não fornecidas.

Para efeitos de determinação dos indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço, são consideradas apenas as interrupções de longa duração, isto é, interrupções com duração superior a três minutos.

Em 2004, consequência dos incidentes ocorridos na rede de transporte, verificaram-se 10 interrupções de longa duração que afectaram 8 dos 62 pontos de entrega. Na maior parte destas interrupções a energia não fornecida foi de valor reduzido, não ultrapassando 1MWh, pelo que os indicadores de continuidade de serviço mantiveram a tendência de descida verificada em anos anteriores.

Embora de carácter excepcional, merece destaque especial, pelo impacto que teve nos indicadores de continuidade de serviço, o incidente ocorrido a 17 de Novembro de 2004, na linha de 220 kV Carregado – Seixal, que afectou apenas um único cliente em MAT, que não dispõe de redundância na sua alimentação.

Este incidente, que no cômputo global da energia não fornecida representou 92% do valor anual, ficou a dever-se à fractura de um acessório de uma cadeia de isoladores, com a consequente queda do cabo condutor sobre o apoio.

Embora a empresa pretenda minimizar este tipo de anomalia e a sua ocorrência seja cada vez mais rara nas linhas da RNT, mercê de uma adequada política de inspecções periódicas, a mesma não é totalmente evitável, pelo que as consequências nefastas para o cliente só serão totalmente eliminadas com a total redundância de circuitos de alimentação.

Na Tab.6.1, indicam-se os valores dos indicadores gerais registados pela RNT em 2004, evidenciando-se os valores associados ao incidente de 17 de Novembro.

No ano de 2004, caso se exclua a interrupção resultante do incidente de 17 de Novembro, os indicadores gerais de continuidade de serviço apresentaram os melhores valores registados nos últimos oito anos.

Tabela 6.1 – Indicadores individuais e gerais de 2004.

	<b>Interrupção Incidente 17 de Novembro</b>	<b>Restantes Interrupções</b>	<b>Total</b>
<b>Indicadores Individuais</b>			
Número de Interrupções	1	9	10
Duração das Interrupções (min.)	341,10	50,00	391,10
<b>Indicadores Gerais</b>			
ENF (MWh)	452,50	37,10	489,60
TIE (min.)	6,10	0,50	6,60
SAIFI	0,01	0,15	0,16
SAIDI (min.)	5,50	0,81	6,31
SARI (min.)	34,11	5,00	39,11

### 6.1.1 – Energia Não Fornecida – ENF

O valor da ENF na RNT corresponde ao valor estimado da ENF em cada um dos pontos de entrega devido a interrupções de fornecimento verificadas no ano.

Em resultado dos incidentes ocorridos na RNT a energia não fornecida em 2004 totalizou 489,6 MWh (452,5 MWh devido ao incidente de 17 de Novembro de 2004).

Na figura 1, apresenta-se a evolução deste indicador entre 1997 e 2004.

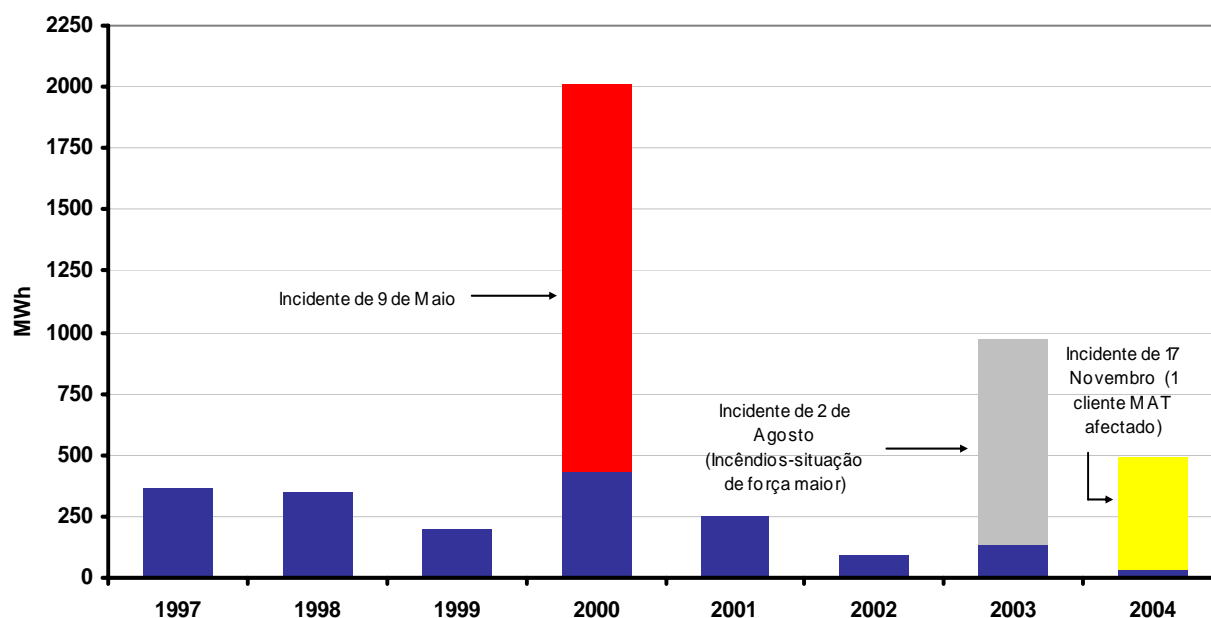


Figura 6.1 – Energia Não Fornecida – ENF (TI>3min).

Merece realce especial o facto do incidente de 17 de Novembro de 2004 ter contribuído com 92% para o valor da ENF anual.

Em resultado deste incidente, como seria expectável, a maioria da ENF (97%) em 2004 ocorreu na zona sul país (figura seguinte).

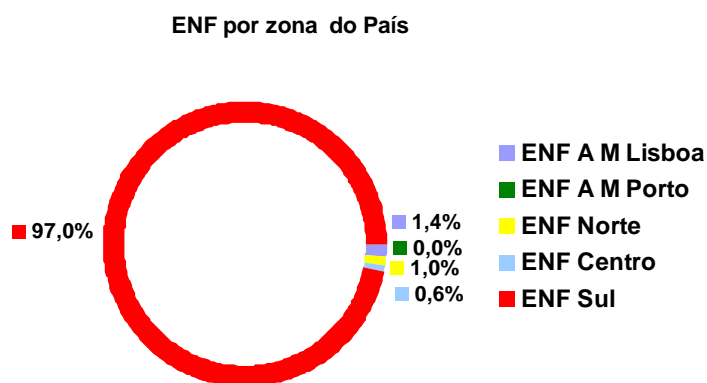


Figura 6.2 – Energia ENF por zona do País em 2004.

### 6.1.2 – Tempo de Interrupção Equivalente – TIE

O indicador TIE traduz o tempo de interrupção do sistema com base na potência média anual.

Em 2004, o TIE da Rede Nacional de Transporte foi de 6,6 minutos, dos quais 6,1 minutos foram devidos ao incidente de 17 de Novembro.

Na que Fig.6.3, mostra-se a evolução deste indicador no período de 1997 a 2004.

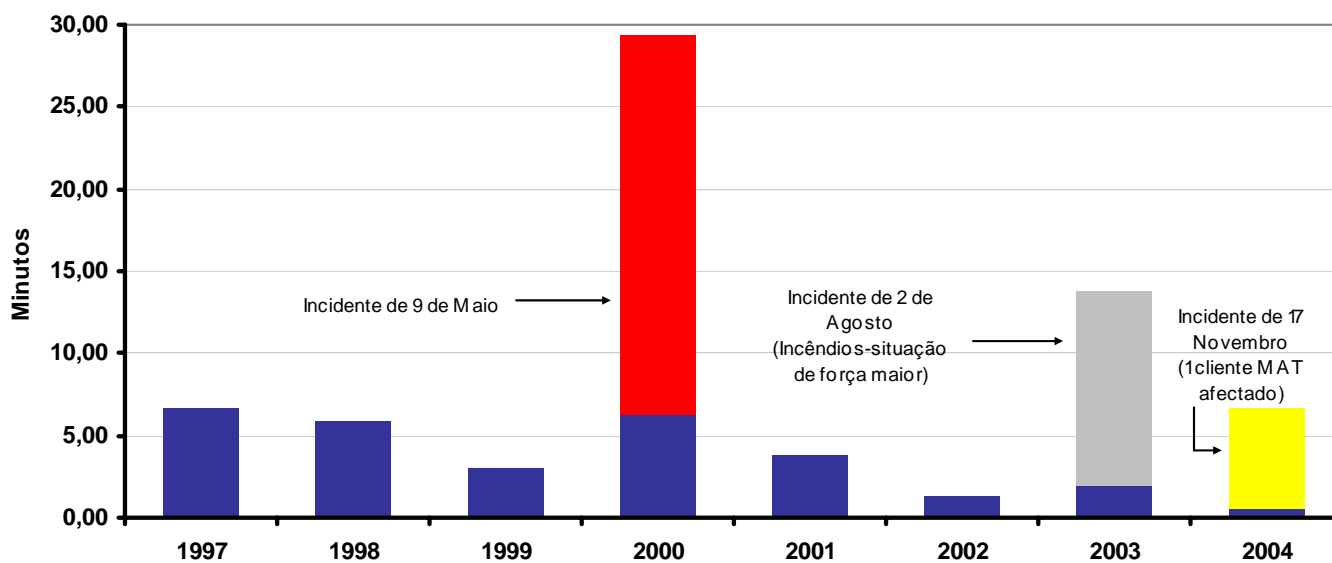


Figura 6.3 – Tempo de Interrupção Equivalente – TIE (TI>3min).



### 6.1.3 – Frequência média de interrupção do sistema – SAIFI

O valor do SAIFI representa a frequência média anual das interrupções nos pontos de entrega tendo por base de cálculo o número de interrupções de duração superior a três minutos e o número total de pontos de entrega.

Em 2004, o valor obtido foi de 0,16 interrupções, o que constitui o melhor valor de sempre. Para este indicador, como é dedutível, o reflexo da interrupção resultante do incidente de 17 de Novembro é idêntico a qualquer outra ocorrida na rede.

A Fig.6.4 mostra a evolução do indicador no período de 1997 a 2004.

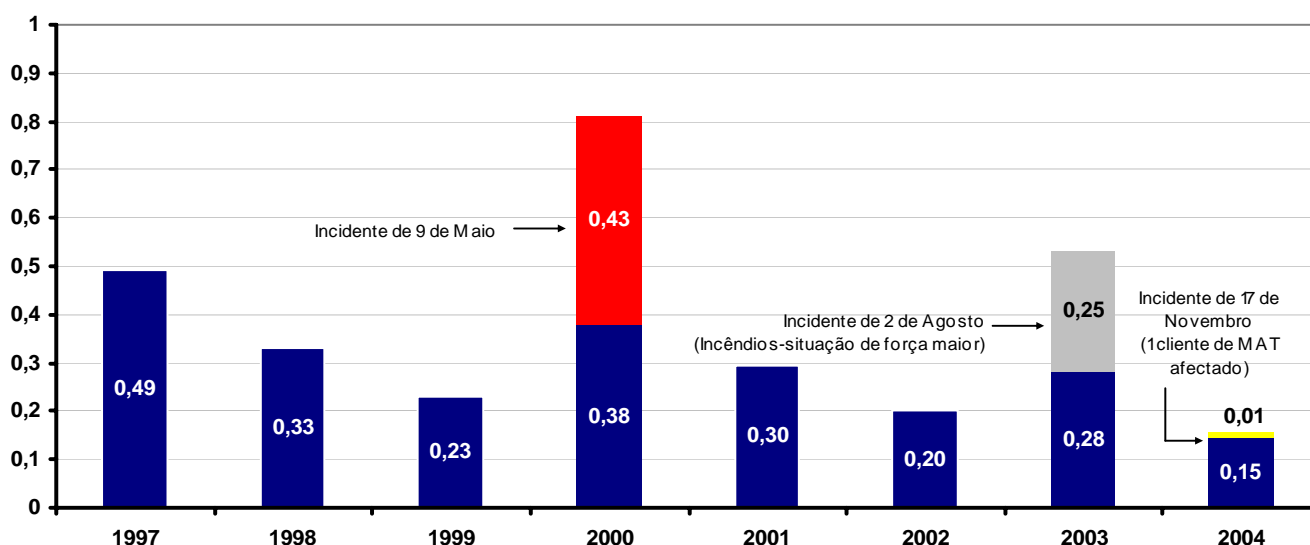


Figura 6.4 – SAIFI TI>3 - Frequência média de Interrupção do Sistema.

### 6.1.4 – Duração média das interrupções do sistema – SAIDI

O valor do SAIDI traduz a duração média anual das interrupções por ponto de entrega. No seu cálculo é considerado a duração total das interrupções com duração superior a três minutos e o número total dos pontos de entrega.

O valor do SAIDI em 2004 foi de 6,31 minutos, dos quais o incidente de 17 de Novembro contribuiu com 5,50 minutos.

A Fig.6.5 mostra a evolução deste indicador no período de 1997 a 2004.

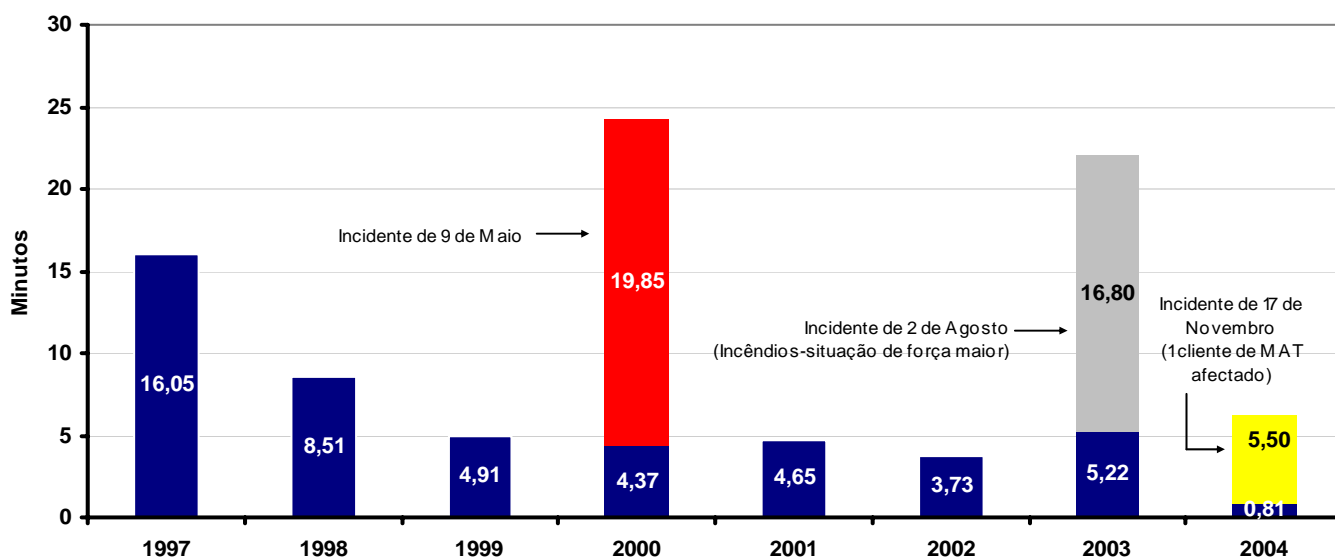


Figura 6.5 – SAIDI TI>3 - Duração média das Interrupções do Sistema.

### 6.1.5 – Tempo médio de reposição de serviço do sistema – SARI

O indicador SARI indica o tempo médio de reposição de serviço das interrupções ocorridas nos pontos de entrega. O SARI é calculado considerando a duração e o número total de interrupções com duração superior a três minutos.

Em 2004, o valor do SARI foi de 39,11 minutos, dos quais 34,11 minutos foram devidos ao incidente de 17 de Novembro.

Na Fig.6.6 mostra-se a evolução deste indicador no período de 1997 a 2004.

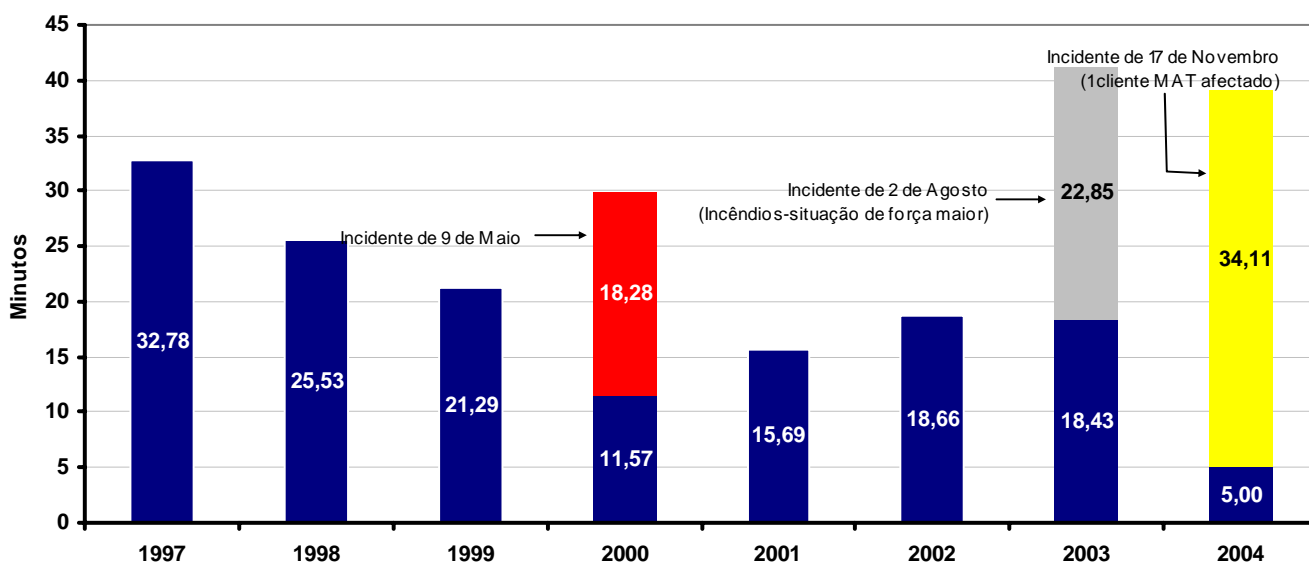


Figura 6.6 – SARI TI>3 - Tempo médio de reposição do serviço do Sistema.

### 6.1.6 – Análise Conjunta dos Indicadores Gerais

A Fig.6.7 apresenta os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nos últimos cinco anos. Da análise foram excluídos os incidentes originados por causa de força maior ocorridos no ano de 2003, bem como os dois incidentes de carácter excepcional ocorridos nos anos de 2000 e 2004.

Os valores dos indicadores estão referenciados em função dos valores dos indicadores registados no ano de 2000. Deste modo, o ano de 2000 é representado por um pentágono regular (ver figura seguinte) cuja distância de cada um dos vértices ao centro é a unidade. Para os restantes anos representados no gráfico da Fig.6.7, a distância dos vértices ao centro corresponde ao factor de grandeza do indicador em causa relativamente ao valor do indicador homólogo registado em 2000.

Como se pode verificar o ano de 2004 registou os melhores resultados no conjunto dos indicadores gerais de continuidade de serviço dos últimos cinco anos. Se exceptuarmos o vértice correspondente ao SARI, que apresenta um comportamento menos favorável, os restantes vértices das figuras geométricas representadas na figura seguinte, evidenciam uma tendência consistente para uma melhoria generalizada do desempenho da rede de 2000 a 2004.

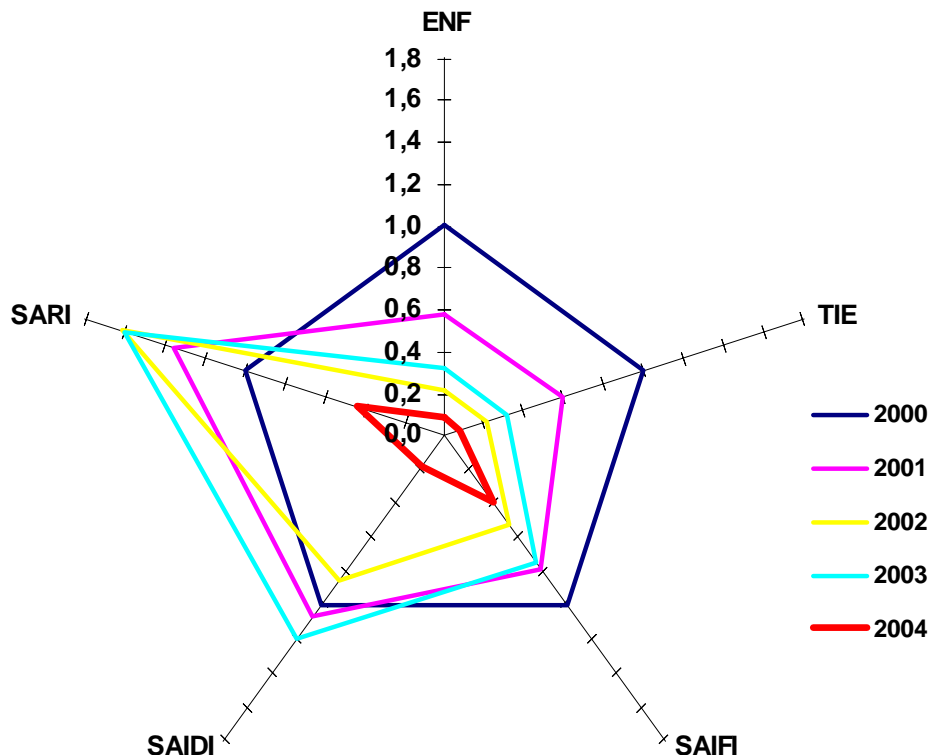


Figura 6.7 – Evolução dos indicadores da continuidade de serviço na RNT (sem incidentes excepcionais).

### 6.1.7 – Indicadores individuais

No decurso de 2004 verificaram-se 10 interrupções com uma duração superior a 3 minutos no fornecimento de energia eléctrica, as quais afectaram apenas 8 dos 62 pontos de entrega (PdE) da REN. Os pontos de entrega mais afectados, ambos com duas interrupções, foram Estoi e Chaves, que são PdE mono alimentados.

Do conjunto das 10 interrupções, 8 foram interrupções totais do ponto de entrega e 2 foram interrupções parciais, ocorridas nos PdE de Vila Chã e Falagueira.

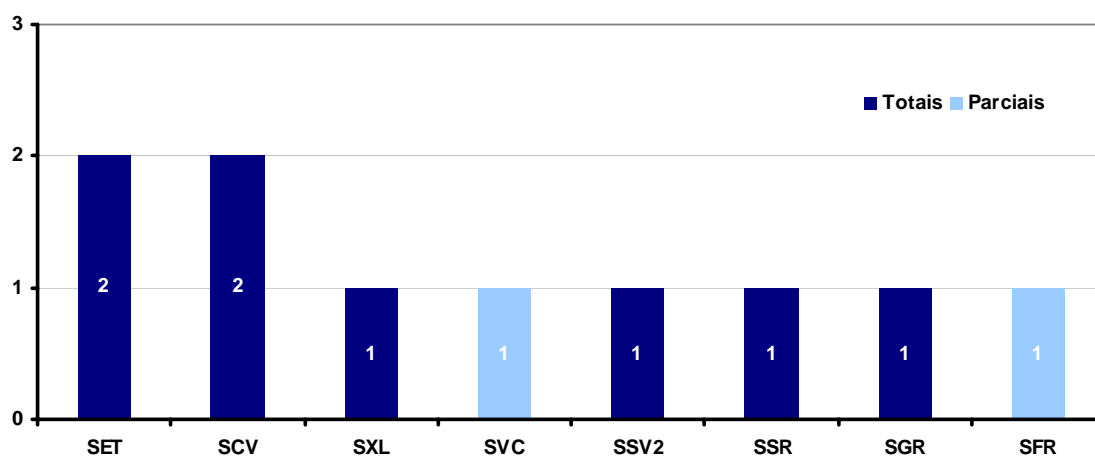


Figura 6.8 – Número de Interrupções próprias ( $T_{int} > 3\text{min}$ ) por Ponto de Entrega em 2004.

A REN, por razões estatísticas, tem vindo a apurar a totalidade das interrupções nos pontos de entrega, independentemente da sua duração. Em 2004 totalizaram 15 (menos 64% que em 2003). No quadro seguinte, mostra-se o número total de interrupções dos PdE nos últimos 7 anos.

Tabela 6.2 – Interrupções de pontos de entrega, independentemente da sua duração (1998 – 2004).

Nº de interrupções	Duração								
	1seg. <Ti<1min.	1min. =<Ti =<3min.		3min. <Ti<10min.		Ti>=10min.		Totais	
		Próprias	F.F.M.	Próprias	F.F.M.	Próprias	F.F.M.	Próprias	F.F.M.
1998	5	40	a)	6	a)	11	a)	62	a)
1999	4	37		5		8		54	
2000	2	7		14		29		52	
2001	2	7		10		6		25	
2002	0	5		9		3		17	
2003	5	5	0	10	1	7	14	27	15
2004	2	3	0	9	0	1	0	15	0

F.F.M. - Fortuitas ou de força maior; a) - Não foram discriminadas.

Nas duas figuras que se seguem, apresenta-se a duração das interrupções e a energia não fornecida por PdE.

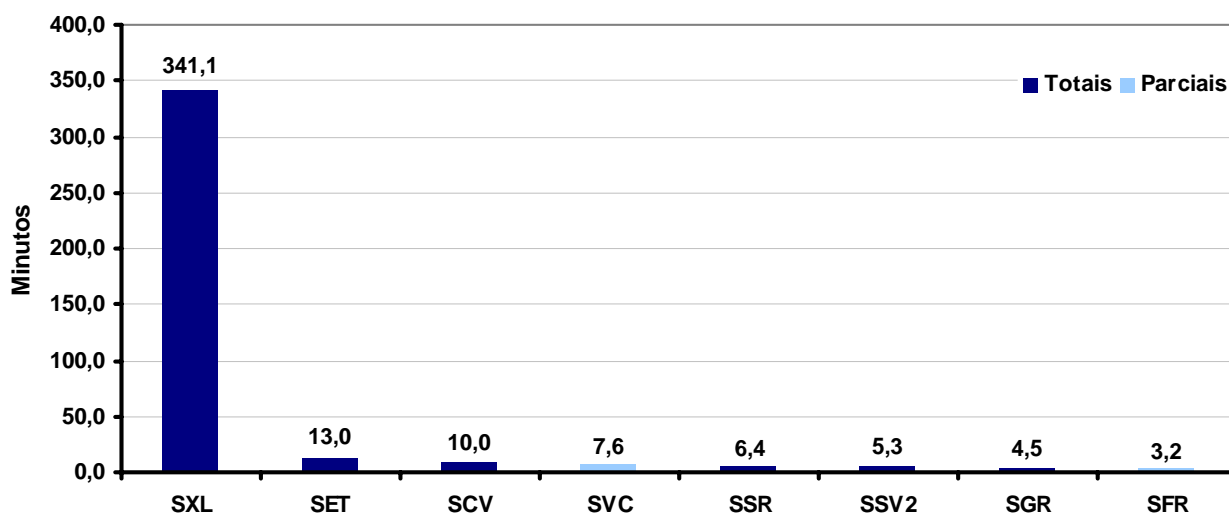


Figura 6.9 – Duração Total das Interrupções próprias (Tint>3min)por Ponto de Entrega em 2004

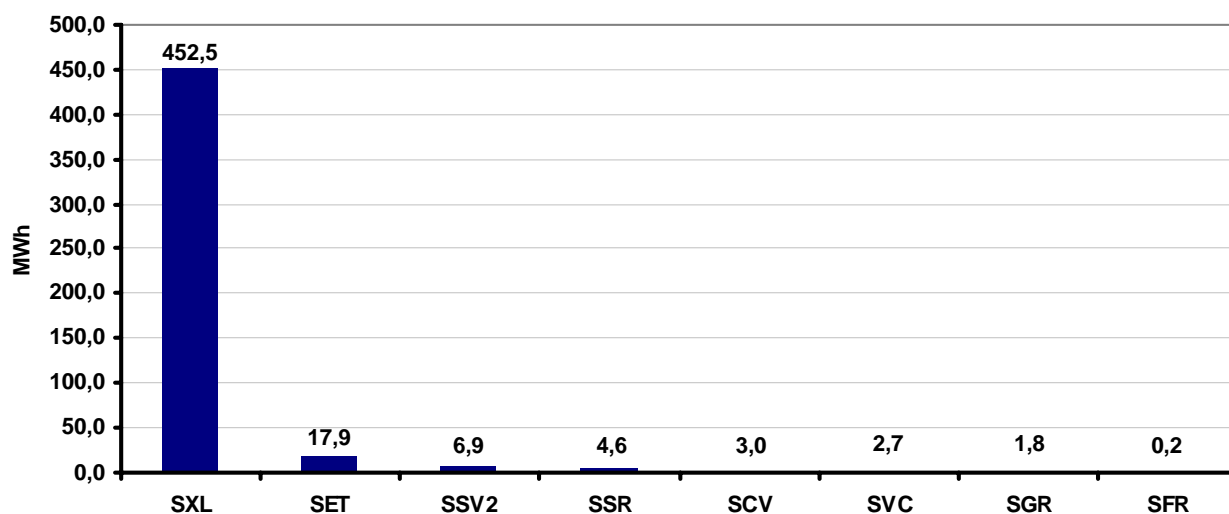


Figura 6.10 – ENF (Tint>3min) - Energia Não Fornecida por Ponto de Entrega em 2004.

Consequência do incidente de 17 de Novembro, já referido anteriormente, o ponto de entrega mais afectado foi o da Siderurgia do Seixal – P. Longos (SXL), com uma interrupção de 341,1 minutos e uma ENF de 452,2 MWh.

A repercussão desta interrupção em número de clientes afectados foi diminuta dado o PdE em questão alimentar apenas um cliente MAT.

No histograma da figura seguinte, indicam-se as causas das 10 interrupções longas no abastecimento de energia eléctrica em pontos de entrega. Como é visível e já foi

referido anteriormente, a causa com consequências mais graves, quer em ENF quer em tempo total de interrupção, foi a rotura da cadeia de isoladores, em consequência da fractura de um dos seus acessórios.

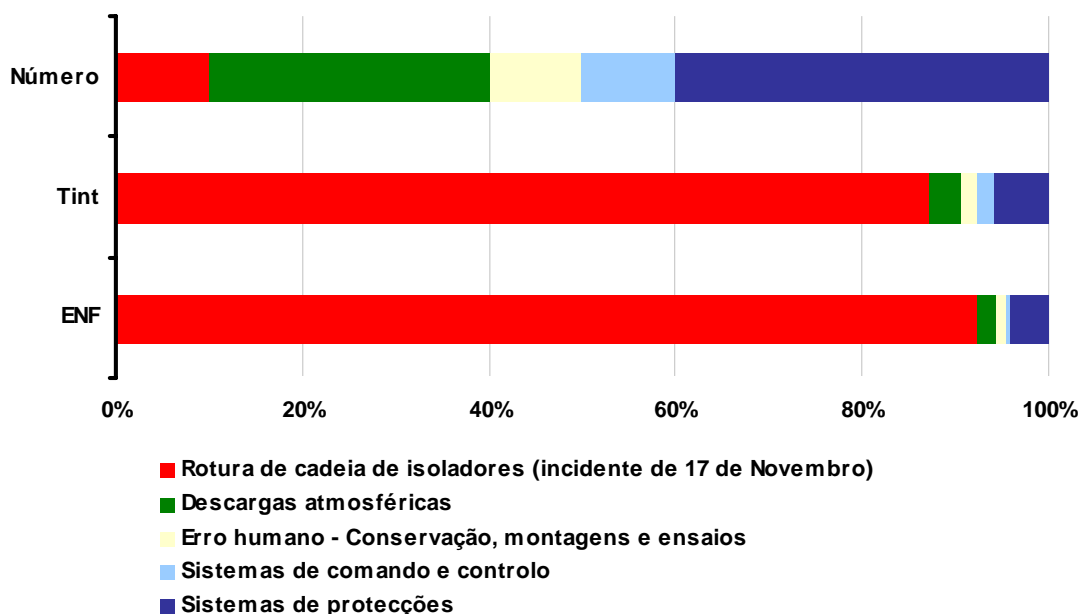


Figura 6.11 – Interrupções em 2004 (por causas em %).

Na figura seguinte apresenta-se a totalidade das interrupções com duração superior a três minutos ocorridas nos PdE no período de 1999 a 2004, representadas em função do valor da potência interrompida e da duração da interrupção.

Da análise da Fig.6.12 verificamos que as interrupções ocorridas na RNT são normalmente de curta duração (inferior a 30 minutos) e provocam um corte de potência que não ultrapassa em média os 100 MW.

Interrupções de potências elevadas e/ou com tempos de interrupção elevados, de características similares à ocorrida na sequência do incidente de 17 de Novembro, são extremamente raras na RNT.

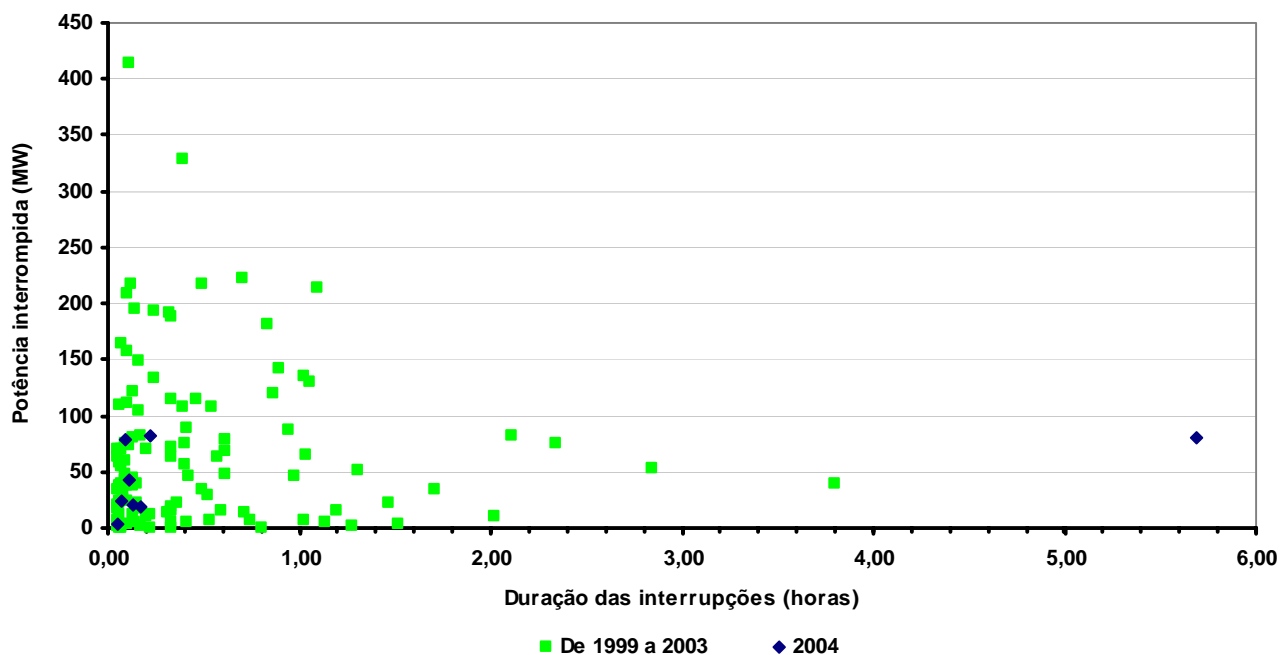


Figura 6.12 – Interrupções nos PdE da RNT.

Outro aspecto importante a salientar e que é reflexo da robustez da rede de transporte é o facto da maioria (53%) dos pontos de entrega de energia eléctrica da RNT não terem registado nos últimos cinco anos qualquer interrupção. O ano de 2004, confirmou essa tendência, com 85% dos PdE sem qualquer interrupção (ver Fig.6.13).

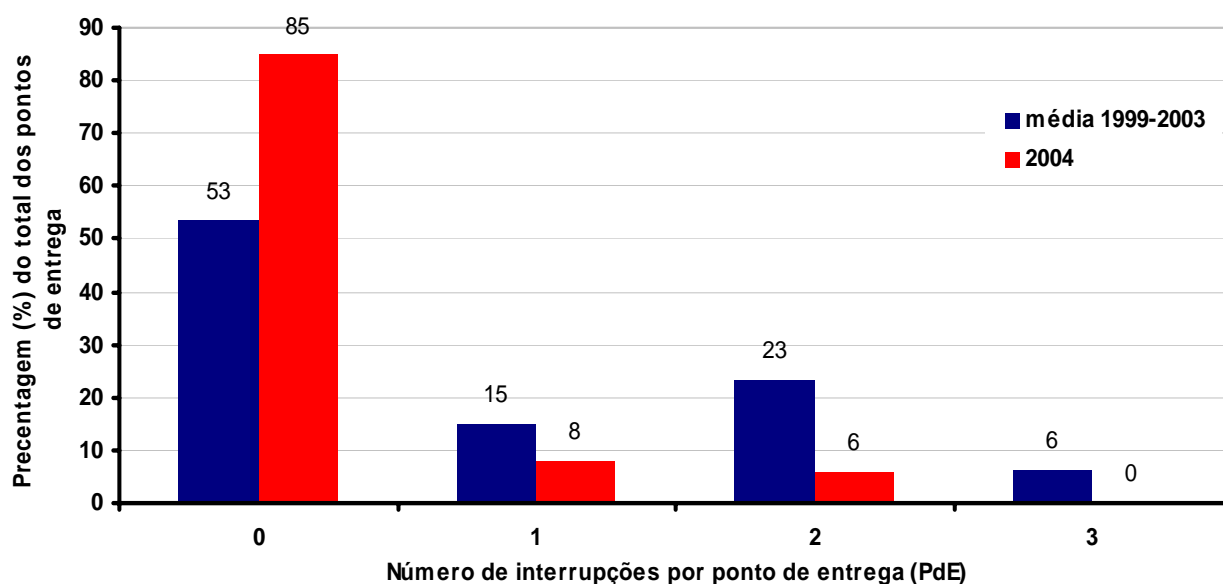


Figura 6.13 – Interrupções por PdE na RNT.

## 6.2 – Incidentes – Evolução até 2004

Em 2004 ocorreram 232 incidentes (menos 14,1% que em 2003) que afectaram de modo directo ou indirecto a RNT. A maioria destes incidentes (198) teve origem na própria RNT e os restantes (34) tiveram origem em redes externas à RNT (3 na rede de alta tensão da REN e 31 em redes externas à concessão da REN).

A quase totalidade dos incidentes com origem na RNT ocorreu no sistema primário (182 incidentes, menos 24,5% que em 2003) e nos sistemas auxiliares (16 incidentes, menos 15,8% que em 2003).

A figura seguinte apresenta a distribuição dos incidentes pelo elemento de rede que foi a sua origem (linhas, transformadores/autotransformadores e barramentos), dividindo esta distribuição pelo sistema primário e sistemas auxiliares. Em coluna individualizada indica-se o número de incidentes com origem em redes externas à RNT. Os incidentes nos painéis estão incluídos nos elementos de rede correspondentes.

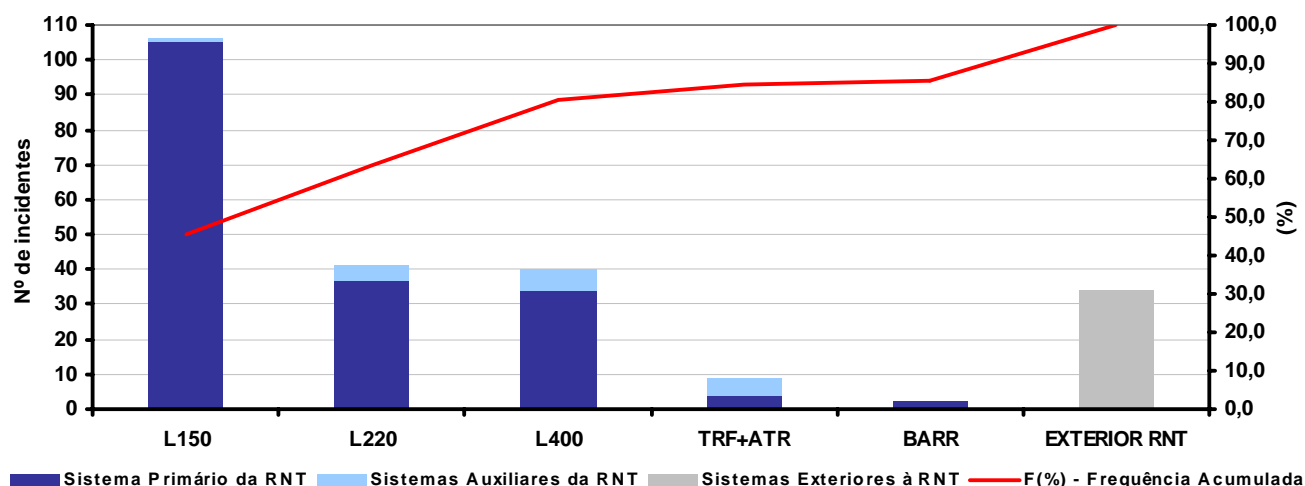


Figura 6.14 – Origem dos incidentes com repercussões na RNT em 2004.

A quase totalidade dos incidentes, como sempre sucede, teve origem nas linhas, com predominância no nível de 150 kV.

Merece realce especial em 2004, por ser pouco habitual, o número de incidentes com origem em redes externas à RNT (14,7% do total), resultado sobretudo de defeitos ocorridos nas redes de interligação aos produtores.

Do conjunto de incidentes, apenas uma parte muito diminuta, cerca de 4,8%, teve origem em equipamentos das subestações.

A figura seguinte apresenta a origem dos incidentes referidos anteriormente, por elemento de rede, referente ao período 2001 a 2004.



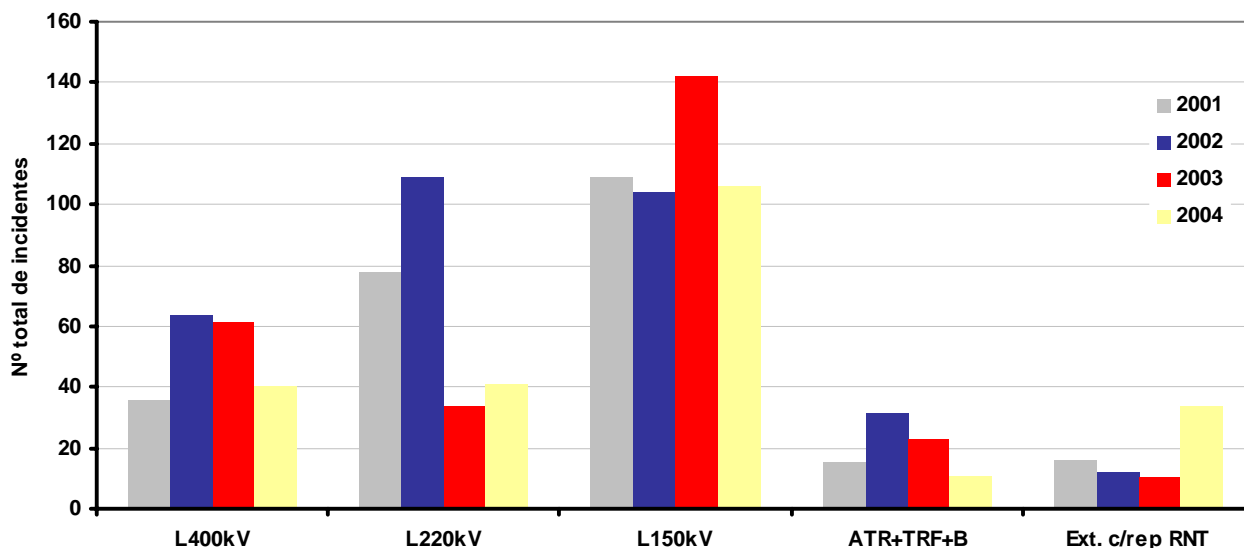


Figura 6.15 – Origem dos incidentes com repercussão na RNT (2001 a 2004).

A evolução em 2004 foi muito positiva ao nível dos vários elementos da rede de transporte, com excepção muito ligeira nas linhas de 220 kV. Contribuíram para esta melhoria os seguintes factores principais:

- Os *upratings* operados nos últimos anos em múltiplas linhas, com substituição de cadeias de isoladores e melhoria da blindagem contra descargas atmosféricas;
- O descomissionamento de várias linhas de 150 kV em fim de vida (por terem sido substituídas por novas linhas de 220 kV);
- O recondicionamento e a beneficiação geral de vários transformadores de potência e o descomissionamento de outros em fim de vida;
- As acções sistemáticas de lavagem de isoladores na época estival;
- A ocorrência de condições atmosféricas favoráveis e a redução do número de incêndios nas proximidades das linhas.

A Fig.6.16, mostra a distribuição, por causas, dos 16 incidentes que ocorreram nos elementos de rede em 2004 (linhas, transformadores e barramentos) e que tiveram origem nos sistemas auxiliares da RNT.

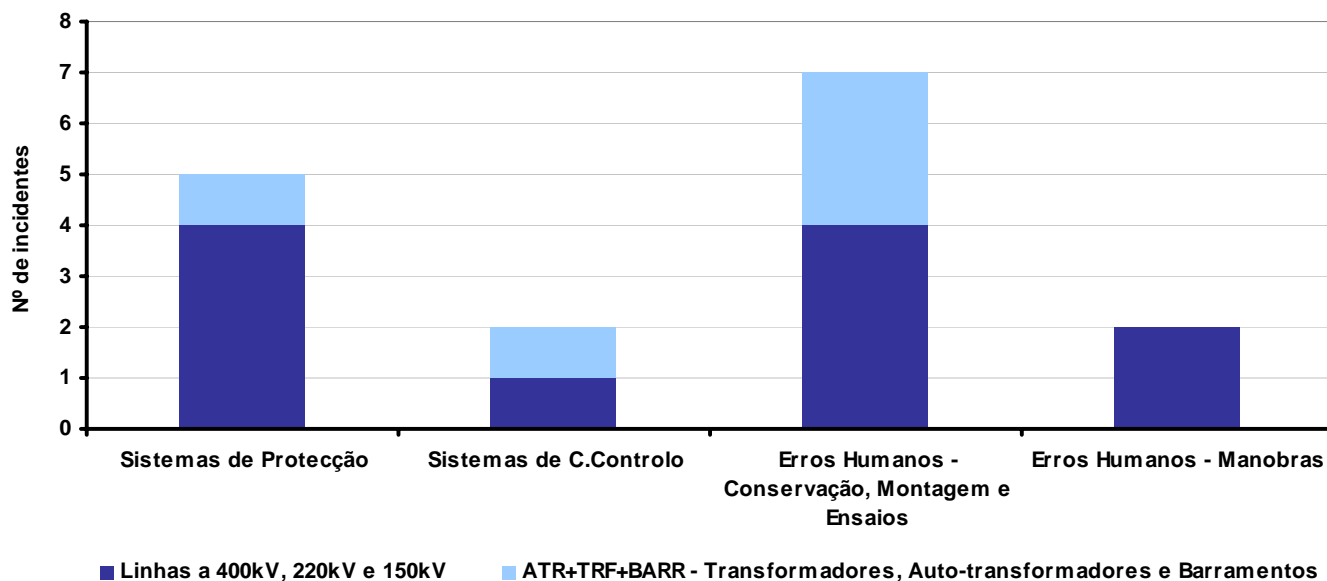


Figura 6.16 – Causas dos incidentes RNT com origem nos sistemas auxiliares em 2004.

Agrupando a totalidade dos incidentes pelas respectivas causas, com distribuição por elemento de rede afectado e redes externas à RNT, obtém-se o gráfico da figura seguinte.

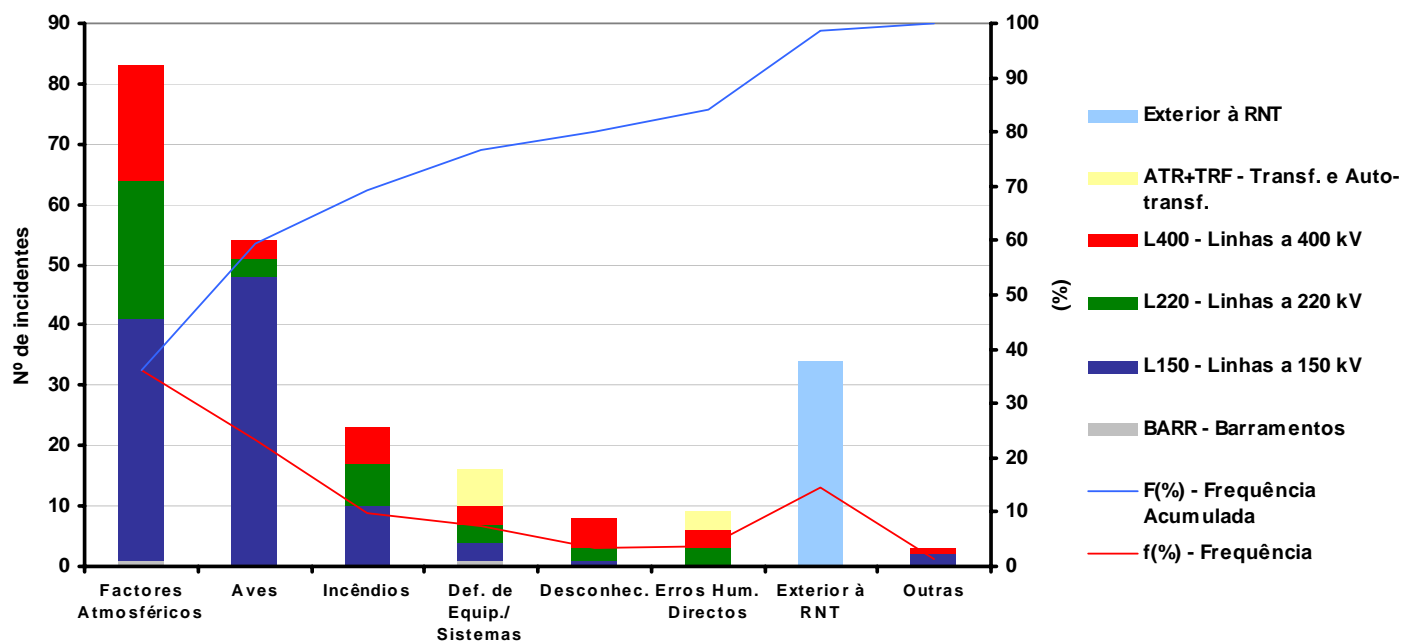


Figura 6.17 – Causas dos incidentes com repercussões na RNT em 2004.

Os principais grupos de causas dos incidentes na RNT, em 2004, foram o da acção atmosférica (descargas atmosféricas e nevoeiro, neblina ou poluição) – 36,2% e o da acção ambiental (aves e incêndios) – 33,6%.

Em 2004 confirmou-se a tendência, sustentada desde o final da década de 90, de diminuição do número de incidentes causados por aves (o ano de 2003 constituiu uma excepção pouco significativa). A rede mais afectada em 2004 continuou a ser a de 150 kV, com 89% dos casos. No entanto, em resultado das medidas preventivas genericamente adoptadas para a protecção da avifauna e das intervenções melhorativas operadas em 2004 em linhas críticas desta rede, casos das linhas que alimentam a Quinta Grande – REFER, com substituição de isoladores cerâmicos por isoladores de vidro, o número de incidentes provocados por aves na rede de 150 kV reduziu-se em 34%.

Nas redes de 220 kV e 400 kV, a acção das cegonhas é praticamente nula devido, essencialmente, no caso dos 220 kV à baixa nidificação existente nos apoios e, nos 400 kV, à eficácia das medidas preventivas tomadas para protecção da avifauna (colocação de dispositivos dissuasores de poiso das aves sobre as cadeias de isoladores e a transferência de ninhos para plataformas especiais colocadas em pontos menos problemáticos dos apoios).

### **6.2.1 – Incidentes com origem na RNT**

Dos 198 incidentes com origem na RNT em 2004, apenas 17 se deveram a deficiências de equipamentos e sistemas, correspondendo a 8,6% do total RNT; 7 destes 17 incidentes tiveram origem nos equipamentos dos sistemas auxiliares da RNT e 10 nos equipamentos do sistema primário.

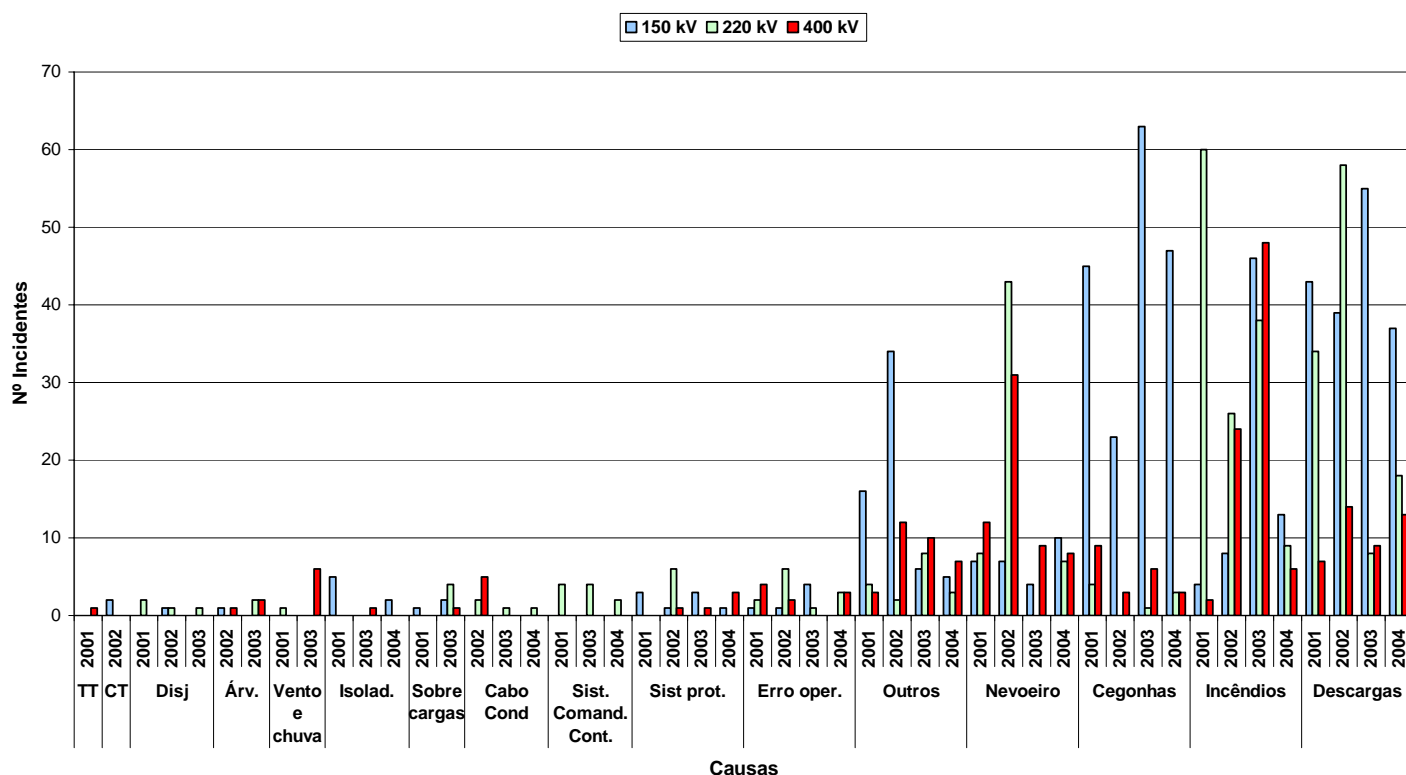
Em 2004, registaram-se 9 incidentes relacionados directamente por erros humanos, correspondentes a 4,5% do total RNT. Destes, 7 estão associados a trabalhos de conservação/montagem/ensaios e 2 a manobras de exploração.

Como seria expectável, as linhas continuaram em 2004 a ser a origem da maior parte dos incidentes da RNT (187, representando 94,4 % do total). Como geralmente sucede, os circuitos de 150 kV foram, claramente, os mais afectados, com um total de 106 (57,6 %), seguindo-se-lhes os de 220 kV com 41 (21,0 %) e os de 400 kV com 40 (21,4 %).

Tal como verificado em anos anteriores, dominaram as causas associadas à acção atmosférica (descargas atmosféricas e nevoeiro, neblina e poluição) – 44,3% e à acção ambiental (aves e incêndios) – 41,7%.

Na Fig.6.18 estão indicadas as causas dos incidentes com origem nas linhas da RNT entre 2001 e 2004.

Refira-se que um incidente pode dar origem a vários defeitos eléctricos, como é o caso de um incêndio, que pode gerar defeitos em momentos distintos, e o caso de uma descarga atmosférica, que ao atingir uma linha dupla pode gerar dois defeitos simultaneamente.



Legenda: TT-Transformador de Tensão; CT-Cabo de Terra; Disj-Disjuntor; Árv.-Arvore; Cabo Cond-Cabo Condutor

Figura 6.18 – Causas dos incidentes com origem na RNT ocorridos em linhas entre 2001 e 2004

Por tal facto, aos 187 incidentes nas linhas em 2004 estão associados 194 defeitos (agregados temporalmente em períodos de 10 minutos, por elemento de rede e por incidente), com origem em linhas, cuja distribuição desagregada, por nível de tensão e causas. O número de defeitos com origem em linhas por 100 km de circuito é apresentado na figura seguinte. O índice global da rede MAT diminuiu 40%, situando-se agora em 3 defeitos/100 km.

Em 2004 a variação mais significativa foi na rede de 400 kV, onde a incidência de defeitos foi a mais baixa dos últimos 10 anos, com o respectivo índice a tomar o valor de 2,5 (6,6 em 2003). Nos 220 kV também houve uma redução na incidência de defeitos, tomando o índice o valor de 1,5 (2,1 em 2003). A rede de 150 kV, não obstante

ter sido sede do maior número de defeitos (55,2 %), melhorou o índice para 5,2 (7,2 em 2003).

Os transformadores e autotransformadores foram em 2004 objecto de 9 incidentes, 3 nos autotransformadores e 6 nos transformadores, menos 9 que no ano anterior.

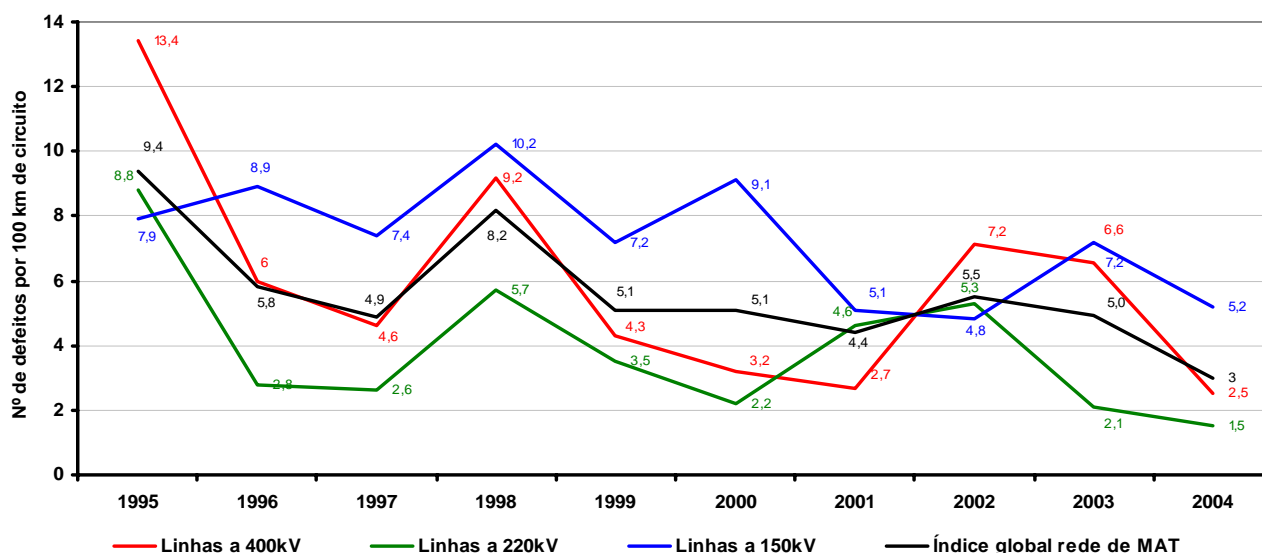


Figura 6.19 – Evolução do número de defeitos com origem em linhas da RNT por 100 km de circuito.

Dos 9 incidentes, apenas 3 tiveram origem na própria máquina e/ou acessórios. Dos restantes, 2 tiveram origem nos sistemas auxiliares e já foram evidenciados anteriormente, 1 teve origem no defeito de um disjuntor e os outros 3 estão relacionados com disparos intempestivos no decurso de ensaios.

Nos barramentos da RNT em 2004 ocorreram 2 incidentes (em 2003 tinham ocorrido 3). Um foi devido a contornamento de uma coluna isolante, por poluição e, o outro, ao desprendimento de uma faca do seccionador de terra. Estes incidentes são cada vez em menor número, em resultado das medidas que têm vindo a ser tomadas, tanto no domínio dos sistemas de protecção e sistemas de comando e controlo, como no da conservação dos equipamentos. Constata-se, por outro lado, que a sua repercussão é progressivamente menor, uma vez que a generalização crescente da instalação de Protecções Diferenciais de Barramento, cujo comportamento se tem pautado por grande eficiência, permite adoptar metodologias de exploração em dupla barra que minimizam o impacto de eventuais defeitos.

### 6.2.2 – Incidentes com origem em Sistemas Externos à RNT

Estes incidentes podem evidenciar a resposta dos sistemas de fronteira da RNT a acontecimentos que não são completamente controlados pela REN.

Em 2004 o número de incidentes com origem em sistemas externos à RNT e com repercussões nesta foi de 34 (mais 24 que em 2003), correspondendo a 14,7 % do número total de incidentes. A sua localização foi a seguinte:

- 7 incidentes tiveram origem em teledisparos provenientes das Centrais de Sines e Setúbal;
- 11 incidentes tiveram origem em instalações de centros produtores hidráulicos, dos quais 9 resultaram de aberturas não controláveis pela REN num ou em mais extremos do circuito ARCD/CV/VNSD/CVV (junção provisória dos circuitos ARCD/CV e VNSD e interligação à nova Central Venda Nova 2);
- 1 incidente teve origem na Central do Pego da Tejo Energia;
- 12 incidentes tiveram origem na rede AT da EDP Distribuição, das quais 9 são da responsabilidade dos sistemas de protecção, por falta de selectividade. Refira-se que 5 destas actuações não selectivas estão associadas à topologia especial do circuito de linha ARCD/CV/VNSD/CVV, que obrigou à instalação na subestação da Caniçada de uma protecção de Máximo de Intensidade Direcional (MID), responsável pelos disparos em questão;
- 3 incidentes tiveram origem na rede AT da REN por deficiências de disjuntores instalados em painéis transformadores.

### 6.2.3 – Incidentes com Energia Não Fornecida (ENF)

Os incidentes com maior gravidade são aqueles que interromperam o fornecimento de energia eléctrica aos clientes. Em 2004, esse número foi diminuto, cerca de 4,3% do total, de que resultaram 10 interrupções longas (duração superior a 3 minutos) e uma ENF de 489,60 MWh.

Neste valor teve importância decisiva o incidente de 17 de Novembro de 2004 com 452,5 MWh de ENF, embora tenha havido mais 1 incidente com ENF superior a 10 MWh (10,9 MWh). As restantes 8 interrupções foram responsáveis por 26,1 MWh de ENF.

Na figura seguinte apresenta-se a distribuição da ENF em 2004, pelas causas dos incidentes, e em cada causa, agrupa-se a ENF pela sua origem: i) SP – Sistema

primário; ii) SA – Sistemas auxiliares e iii) SE – Sistemas exteriores à RNT (inclui a rede de AT da REN).

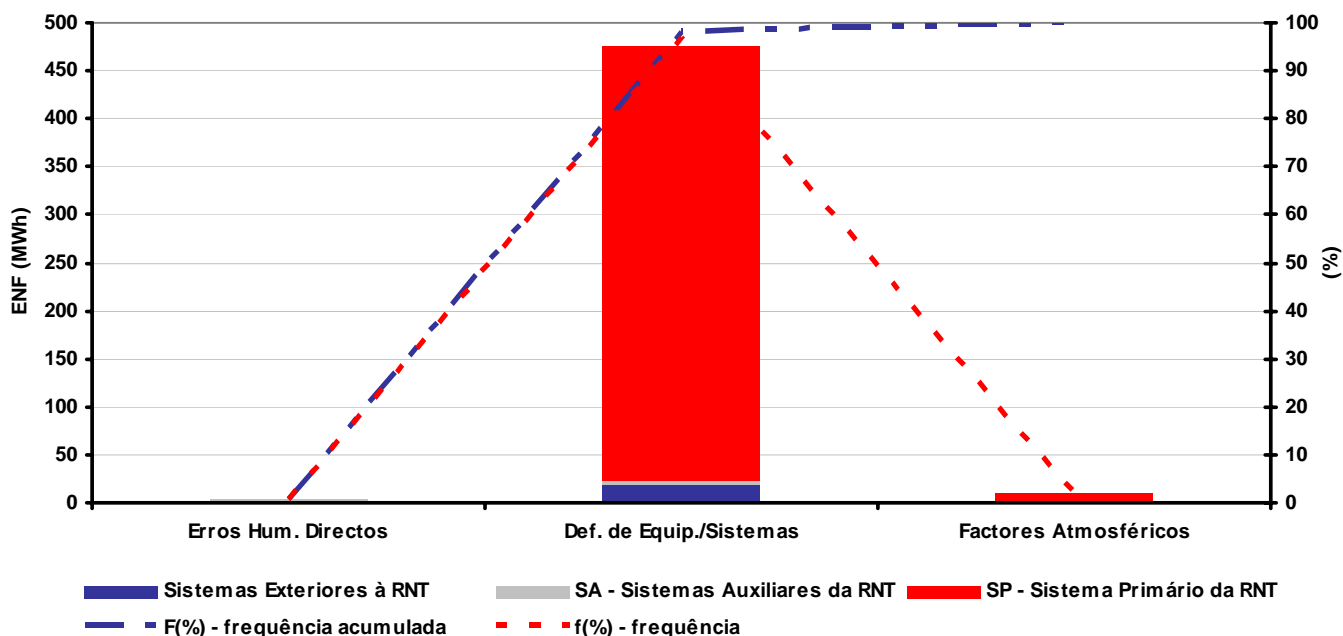


Figura 6.20 – Causas dos incidentes internos e externos à RNT que deram origem a ENF imputável à RNT em 2004.

#### 6.2.4 – Incidentes graves em 2004

Durante o ano de 2004 ocorreram 2 incidentes com ENF superior a 10 MWh, correspondendo a 94,6% da energia total não fornecida. Teve especial relevância o incidente ocorrido a 17 de Novembro que foi responsável por 92,6% da energia total não fornecida.

Descrevem-se em seguida sumariamente, por ordem cronológica de ocorrência, os 2 incidentes (1 com origem na RNT e outro com origem nos 60 kV e com repercussões na RNT):

- A 10 de Maio de 2004, simultaneamente com o disparo da linha Estoi – Braciais (60kV), devido a defeito difásico à terra (0,4,T) com origem em descargas atmosféricas, disparou a linha Ourique – Estoi 2 por protecção direcciona de terra na subestação de Ourique. Este disparo cortou a alimentação à subestação de Estoi, originando uma situação de tensão zero nos níveis de tensão de 150 kV e 60 kV que levou à actuação do automatismo de “Corte por Tensão Zero” (CTZ) e à interrupção total dos consumos (10,9 MWh).

A causa desta interrupção foi atribuída, por classificação estatística, aos “Sistemas de Protecção”, dada a actuação não selectiva dos sistemas de protecção. No entanto, tal facto foi consentâneo com o normativo estabelecido pela empresa para situações de exploração de redes em Regime Especial de Exploração (REE), situação em que se encontrava a linha Ourique – Estoi 2 para garantir condições de segurança na remodelação da linha Ourique – Estoi 1 (em apoios comuns) que estava fora de serviço.

- A 17 de Novembro de 2004, devido à queda do cabo condutor da fase 8 da linha Carregado – Seixal (220 kV), por rotura da cadeia de isoladores, dispararam as protecções de distância na subestação do Carregado, seguido de religação e de disparo definitivo.

A queda do condutor ocorreu no apoio 33, na zona da lezíria de Vila Franca de Xira, por fractura de um acessório da cadeia.

Deste incidente resultou a interrupção do PdE a 220 kV Siderurgia do Seixal – Longos (PdE mono-alimentado), do qual é alimentado um único cliente MAT (ENF de 452,5 MWh).

A rápida identificação do local do defeito e a mobilização imediata duma equipa de reparação permitiu repor a linha em serviço ao fim de cerca de cinco horas e meia.

### 6.3 – Conclusões do capítulo

A Qualidade de Serviço prestada pela REN no fornecimento de energia eléctrica aos seus clientes, situou-se em 2004, novamente num patamar elevado, mantendo e consolidando a tendência verificada em anos anteriores para uma progressiva e sustentada melhoria do desempenho da RNT.

Em 2004, a RNT registou os seguintes valores para os indicadores gerais de qualidade de serviço, previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço:

Tabela 6.3 – Indicadores gerais (2003 – 2004).

<b>Indicadores Gerais</b>		<b>2004</b>	<b>2003</b>
ENF	Energia Não Fornecida	489,60 MWh	975,70 MWh
TIE	Tempo de Interrupção Equivalente	6,60 minutos	13,93 minutos
SAIFI	Frequência Média de Interrupção do Sistema	0,16	0,53
SAIDI	Duração Média das Interrupções do Sistema	6,31 minutos	22,02 minutos
SARI	Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema	39,11 minutos	41,28 minutos



Este conjunto de indicadores registou uma evolução globalmente positiva em relação a 2003, apesar de terem sido substancialmente agravados por uma interrupção ocorrida a 17 de Novembro no ponto de entrega (PdE) Siderurgia do Seixal – Produtos Longos, devido a um incidente que afectou a linha a 220 kV Carregado – Seixal, que constitui a única alimentação daquele PdE

Não considerando esta interrupção, de carácter pontual e excepcional, o TIE teria sido de 0,50 minutos, correspondente ao melhor desempenho de sempre. Reduções equivalentes, com excepção do SAIFI, teriam sido registadas nos restantes indicadores gerais.

Se exceptuarmos o SARI, que apresenta um comportamento menos favorável, os restantes indicadores revelam uma tendência consistente para uma melhoria generalizada do desempenho da rede de 2000 a 2004 (ver Figura 6.7 – Evolução dos indicadores da continuidade de serviço na RNT - sem incidentes excepcionais).

Outro aspecto importante que traduz o progressivo aumento de robustez da rede de transporte é o facto de 85% dos PdE (54 em 62) não ter registado qualquer interrupção de consumos, ultrapassando significativamente a média dos cinco anos anteriores (53%).

Além da interrupção referida anteriormente, registaram-se em 2004 mais nove interrupções de duração superior a 3 minutos, todas com ENF reduzida, e que afectaram, no conjunto das dez interrupções, um total de oito pontos de entrega.

As interrupções de serviço tiveram origem principalmente em descargas atmosféricas e em deficiente comportamento de sistemas de protecção, estando este, de uma forma geral, relacionado com a necessidade de adopção de um Regime Especial de Exploração de circuitos de linha, por razões de segurança, devido à natureza dos trabalhos realizados nessas linhas.

## **CAPÍTULO 7 – APLICAÇÃO DA METODOLOGIA RCM ÀS LMAT**

Com o fim dos *upratings* e da construção de linhas em larga escala, maior ênfase começará a ser dado ao desafio de controlar os custos de manutenção, estendendo o tempo de vida e a integridade das linhas existentes, mantendo em níveis adequados a segurança e a fiabilidade das mesmas.

Desta forma a aplicação da metodologia de manutenção centrada na fiabilidade (RCM) adquirirá maior relevo.

Este capítulo descreve a aplicação desta metodologia a uma LMAT.

### **7.1 – RCM aplicado a equipamentos de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica**

Da mesma forma que em muitas outras situações, a metodologia RCM tem aplicação nos activos de muitas empresas do sector eléctrico em vários países.

Nos parágrafos que seguem são relatadas algumas experiências das empresas desses países.

#### **Austrália / Nova Zelândia – “Queensland Electricity Commission”**

McMahon, através de um artigo denominado “*Reliability and maintenance practices for australian and new zealand HV transmission lines*” (McMahon, 1995), refere que várias autoridades responsáveis pelo sector energético pelo mundo fora, têm sido pressionadas de forma a serem cada vez mais eficientes, prevendo os consumos dos próximos anos, tendo em conta que cada vez mais existem restrições ambientais que vão limitando a construção de novas linhas. Isto implica que as linhas existentes têm que ser exploradas no limite e que o tempo de vida tem que ser superior. As tradicionais actividades de manutenção baseadas em inspecções periódicas terão de ser substituídas por estratégias que identifiquem o que as linhas mais precisam ou o que constitui maior risco para o sistema.

Um inquérito às práticas de manutenção de LMAT da Austrália e Nova Zelândia, elaborado pela “Queensland Electricity Commission”, revelou o elevado interesse na manutenção baseada na fiabilidade (RCM). Nestes países, durante 5 anos, foram elaborados estudos relacionados com a fiabilidade, tempo de vida e gestão de risco das LMAT. Foi implementado um programa de gestão destes activos que tem dado resultados positivos.

### **França – Electricité de France**

Basille, Aupied e Sanchis em 1995 no artigo “*Application of RCM to High Voltage Substations*” demonstram os benefícios da aplicação do RCM numa subestação de MAT. Durante dois anos uma subestação de 400 kV da Electricité de France (EDF) foi sujeita a testes de fiabilidade. O uso de técnicas de análise de fiabilidade evidenciou o potencial da gestão dos custos eficiente.

Referem que a política de manutenção RCM está orientada para prevenção das falhas críticas, avaliando em conjunto a seriedade e frequência dos eventos em questão. O estudo das subestações de MAT foca os efeitos dos custos no equipamento e no sistema. A análise e gestão das tarefas básicas tendo em conta a eficiência nunca esquecendo os critérios de criticidade, custo, e operacionalidade, permitiu dar mais ênfase às melhorias em termos de fiabilidade.

Dado o sucesso desta metodologia em relação a outras, a comissão executiva da EDF tomou a decisão de alargar aplicação da metodologia RCM a outros equipamentos.

### **Inglaterra – IPEC, EDM e a NORWEB**

Renforth, White e Nelson em 1999 publicam um artigo intitulado “*The economic case for RCM of overhead lines in the UK*”. Nesse artigo eles descrevem a aplicação de novas técnicas, metodologias de avaliação e análises do custo do ciclo de vida centradas na melhoria dos processos de decisão em relação à substituição, reparação ou reconstrução das linhas. A aplicação destas técnicas é feita com recurso à manutenção centrada na fiabilidade (RCM), pioneira nos EUA.

Referem que o RCM permite alargar o tempo de vida do activo mantendo a disponibilidade do mesmo. Foi ainda possível provar que a razão custo benefício é muito favorável.

Este estudo foi feito em parceria com a “Independent Power Engineering Consultants” (IPEC), “Engineering Data Mangement” (EDM) e a NORWEB (distribuidora de electricidade a nordeste da Inglaterra)

### **Estados Unidos América – “Burns & McDonnell Engineering Company, Inc.”**

Beehler, membro da Burns & McDonnell Engineering Company, Inc. em Abril de 1997 publica um artigo para o IEEE intitulado “*Reliability Centered Maintenance for Transmission Systems*”.

Neste artigo Beehler refere que a “Federal Energy Regulatory Commission” (FERC) e outras forças do mercado de electricidade, estão a estabelecer regras e a tomar decisões

de forma a que o mercado de electricidade seja um espaço aberto para compra e venda de energia eléctrica, com preços em tempo real e taxas baseadas no desempenho.

Este, refere também que esta abertura comporta muitas oportunidades, mas também muitos riscos.

Desta forma o mercado torna-se mais competitivo o que implicitamente obriga a uma redução de custos mantendo a fiabilidade do sistema. Os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição são os mais elevados de todo o sistema. É por isso que a ênfase no controlo dos custos de manutenção tem aumentado, balanceando o impacto da falha do equipamento na segurança e no ambiente, a relação entre a manutenção e a qualidade de serviço e a necessidade de alargar o tempo de vida do equipamento.

A manutenção de LMAT caracteriza isto claramente. Um sistema maduro de transporte de electricidade continua a envelhecer e a deteriorar-se gradualmente. A probabilidade de acontecerem interrupções de serviço devido à falha de uma linha aumenta ao mesmo tempo que a procura por níveis de qualidade e fiabilidade aumentam. Dessa forma várias empresas nos EUA têm implementado o RCM.

Beehler define a fiabilidade como a probabilidade de um sistema executar satisfatoriamente uma determinada função, num tempo específico, sob específicas condições de operação. O principal objectivo do RCM é preservar a função ou operação de um sistema. A função que deve ser preservada nas LMAT é a entrega segura e fiável de electricidade aos seus consumidores.

### **Canada – “TRO Division, Newfoundland e Labrador Hydro”**

Haldar, no seu relatório final de estudo com o título “*Wood Pole Line Management Using RCM Principles*” de Janeiro de 2004 refere as vantagens do uso do RCM na gestão dos apoios em madeira instalados em vários locais no Canada.

Este estudo foi realizado em 43 apoios de madeira de linhas entre os 69 e os 230 kV, instalados em Newfoundland e Labrador. Este conjunto de linhas têm aproximadamente 26.000 apoios de várias idades, mas não ultrapassando os 38 anos de existência.

Aproximadamente 34/% dos apoios tem mais de 30 anos, 31% tem entre 20 e 30 anos e os restantes menos de 20 anos.

A integridade dos apoios de madeira é normalmente comprometida por fungos, insectos ou pica-paus. O problema é de tal ordem que se a detecção e o tratamento não forem feitos atempadamente a integridade dos apoios está em causa, afectando a fiabilidade das linhas e a segurança de quem suba aos apoios.

Os custos de substituição também são elevadíssimos. A título de exemplo, em 1998 na Península de Avalon foram substituídos 78 apoios de madeira, tendo isso representado cerca de 600.000 dólares canadianos.

A proposta da “Wood Pole Line Management” foi a de implementar o seguinte programa:

- Desenvolver um programa RCM para os apoios em madeira, baseado num programa de inspecção.
- Estabelecer um programa de alargamento do tempo de vida de todos os apoios instalados.
- Detectar os apoios em risco de queda, de forma a eliminar possíveis acidentes.
- Desenvolver uma base de dados de forma a catalogar as inspecções e outros dados de manutenção.

Uma estimativa dos custos baseada na mão de obra interna revela a redução dos custos em 4,5 milhões de dólares canadianos.

### **7.2 – Método adoptado para aplicação da metodologia RCM às LMAT**

Tendo em conta tudo o que foi exposto até aqui, subsiste a necessidade de enquadrar a melhor forma de aplicar a metodologia RCM.

Dada a importância da infra-estrutura para o país e sabendo que se trata de umas das linhas de pensamento mais populares de aplicação da metodologia RCM, a escolha recai na metodologia RCM proposta por John Moubray, onde o componente está no centro de todas as decisões.

O próximo passo passa por identificar qual a LMAT analisar.

Dada a quantidade de linhas na RNT e diversidade de componentes existentes, a escolha da linha carece da formulação de um critério de escolha.

Assim o critério de escolha tem em conta a importância da LMAT na rede, a segurança de pessoas e bens, factores ambientais e a idade da instalação.

Sabendo que os componentes que compõem uma LMAT correspondem a uma determinada época onde a tecnologia e as necessidades da rede procuraram dar resposta, o próximo passo passa pela caracterização histórica e geográfica da linha em análise.

Os passos seguintes relacionam-se com aplicação do FMEA à linha escolhida.

Antes de tudo é necessário identificar as funções, as falhas, os modos de falha bem como possíveis efeitos locais e efeitos para o sistema de todos os elementos que compõem a linha.

De seguida é necessário estabelecer um critério de severidade, ocorrência e detecção que permita classificar cada modo de falha.

Seguindo uma estrutura típica e tendo em conta determinadas particularidades relacionadas com LMAT, os critérios propostos devem ser capazes de fazer transparecer a realidade existente.

A aplicação destes critérios requer uma análise criteriosa e uniforme de cada modo de falha.

Da aplicação destes critérios resulta um nível de risco (RPN) que caracteriza cada modo de falha antes e depois da aplicação de determinada acção de melhoria recomendada.

### **7.3 – Escolha da linha analisar**

A escolha de qual a linha a aplicar a metodologia RCM teve em conta dois factores:

- A tabela de índice de criticidade das LMAT em 2004 (ver Anexo IV). O índice de criticidade resulta da avaliação de diversos parâmetros agrupados em quatro grandes factores:
  - Importância da instalação no conjunto da Rede de Transporte e Interligação (carga média anual, severidade das indisponibilidades fortuitas, clientes/produtores/interligações).
  - Segurança de pessoas e bens.
  - Factores ambientais (vegetação, poluição, descargas atmosféricas, cegonhas)
  - Idade da instalação.
- O número de incidentes com origem em LMAT entre 2001 e 2004, superiores em nº à LCGSXL (ver a Fig.7.1)

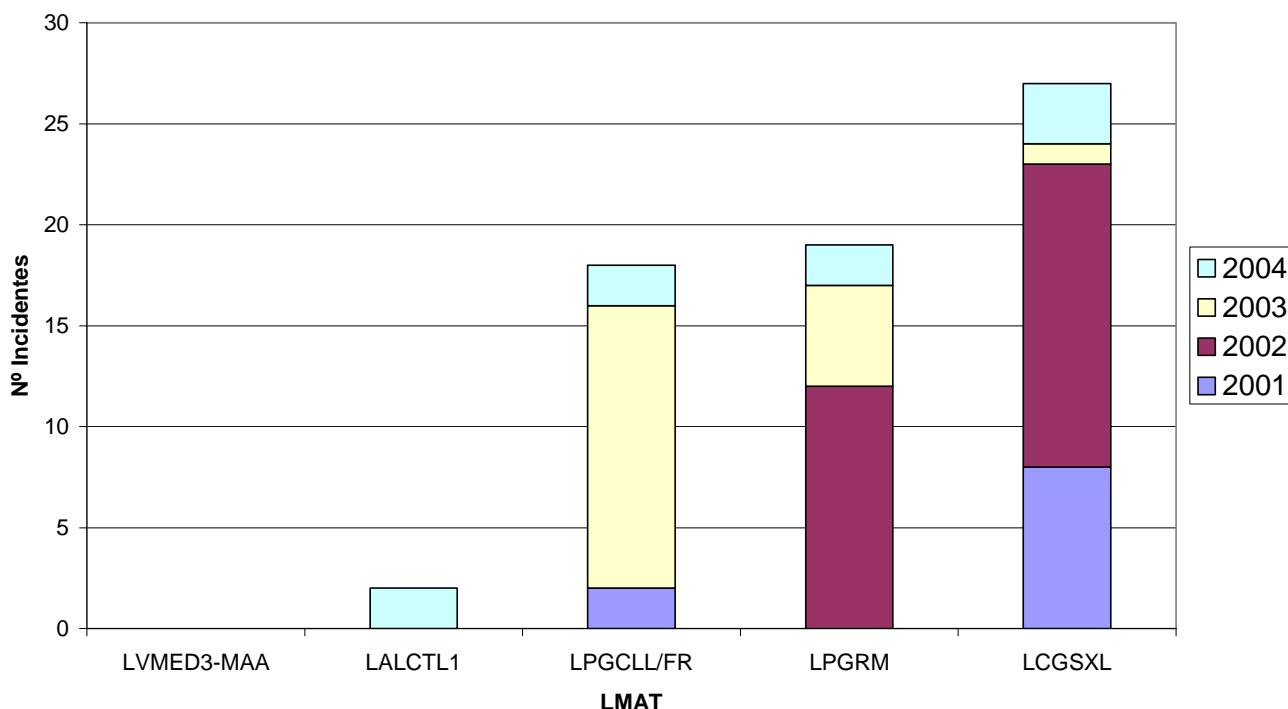


Figura 7.1 – Nº de incidentes com origem em LMAT entre 2001 e 2004, das cinco primeiras linhas com maior índice de criticidade.

Conjugando estes dois factores a escolha recai na Linha Carregado Seixal a 220kV, ou seja, a Linha Carregado Seixal é oitava linha com mais incidentes entre 2001 e 2004 (27 incidentes) e a quarta linha mais crítica em 2004 (Anexo IV - 62% - índice de criticidade A).

A Linha Carregado Seixal está identificada com a sigla LCGSXL e o código L2141 segundo o Normativo para Identificação de Instalações da RNT, revisão de 31 de Dezembro de 2002.

Trata-se de uma linha de elevada importância porque alimenta directamente, e apenas, o cliente Siderurgia Nacional – Empresa de Produtos Longos, SA (SN-Longos), que não tem outra alternativa para os consumos diários de grande potência que tem.

A Siderurgia Nacional Longos, instalada no Seixal, tem como principal actividade a siderurgia e fabricação de ferro-ligas.

Como se pode ver na figura que segue, a maior parte dos defeitos acumulados entre 2001 e 2004 na LCGSXL, relacionam-se com a poluição/nevoeiro matinal. No entanto, é possível observar que estes defeitos apenas aconteceram no ano 2002.

Fazendo ainda uma análise mais profunda, constata-se que 6 destes defeitos aconteceram em 01/09/2002, 3 em 02/09/2002 e 6 em 08/09/2002, ou seja, em apenas

uma semana aconteceram 15 defeitos relacionados com o nevoeiro. A resolução deste problema passou por lavagens das cadeias afectadas pela poluição.

A segunda maior causa de defeitos desta linha foi as cegonhas. A grande parte destes defeitos apenas aconteceu no ano 2001. Os ninhos e as cegonhas que provocavam defeitos foram recolocados em zona mais adequada para ambos, não se tendo verificado mais defeitos nos anos seguintes. Ao mesmo tempo foram montados dissuasores de poiso de cegonhas nos apoios mais susceptíveis de defeito.

Os restantes defeitos tiveram pouco impacto no funcionamento da linha, à excepção da queda de um cabo condutor a 17/11/2004. Tratou-se da ruptura de um elemento metálico (olhal-bola) da cadeia de suspensão de isoladores da fase central que implicou que a linha estivesse indisponível mais de 5 horas para reparação.

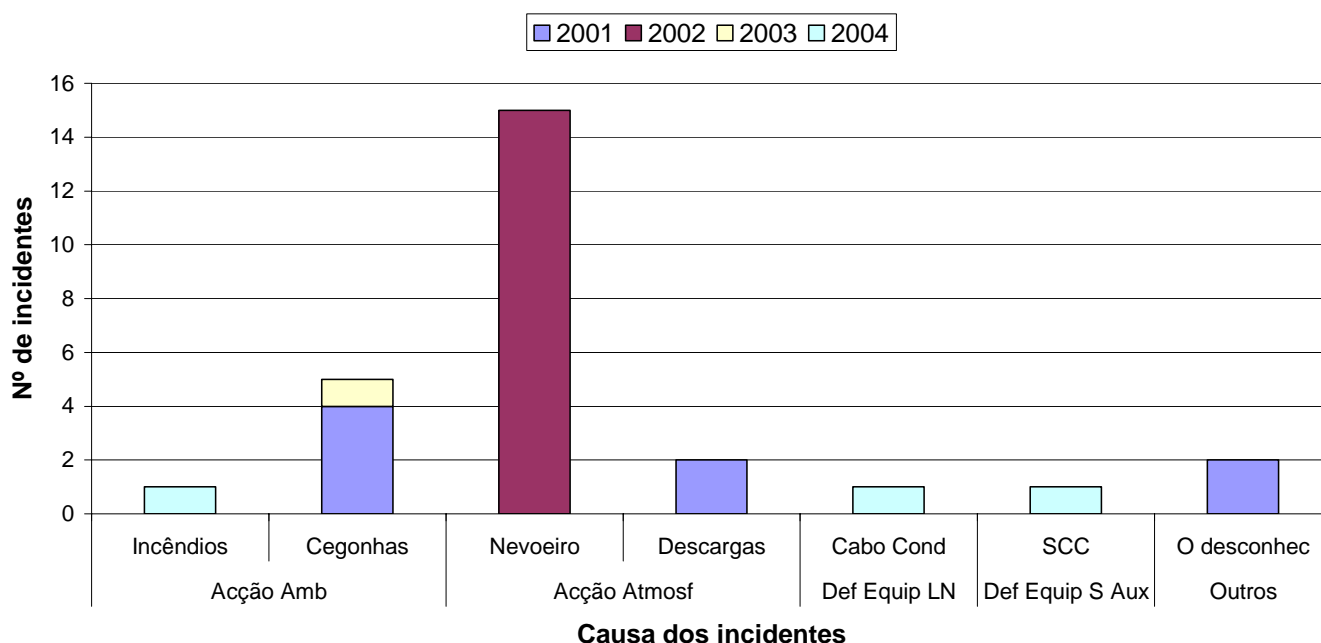


Figura 7.2 – N° de incidentes por causas, com origem na LCGSXL entre 2001 e 2004.



## 7.4 – Caracterização histórica e geográfica da linha em análise

A Linha Carregado Seixal a 220 kV, propriedade da REN, entrou em exploração em 31 de Outubro de 2000, alimentando o cliente directo SN-Longos.

O troço entre os apoios 4 e 45, de cerca de 16 km da LCGSXL correspondeu:

- entre 1971 e 1986, ao troço entre os apoios 3 e 44 da antiga Linha Carregado-Porto Alto (LCGPA), explorada a 220 kV,
- entre 1987 e 1999, ao troço entre os apoios 3 e 44 do ramal da Linha Zêzere-Sacavém 2, para Porto Alto (RZRSV2-PA), explorada a 150 kV.

O troço entre os apoios 49 e 158, de cerca de 40 km da LCGSXL correspondeu:

- entre 1961 e 1998, ao troço entre os apoios 2 e 111 da antiga Linha Porto Alto-Seixal (LPASXL), explorada a 150 kV. Esta linha foi objecto de grande reparação, com substituição total de alguns apoios e parcial de outros em 1994.
- entre 1999 e 2000, ao troço entre os apoios 1A e 158 (Seixal) da Linha Porto Alto-Seixal, explorada a 150 kV, depois de modificada para 220 kV.

A Linha Carregado Seixal tem 56,777 km e 158 apoios, atravessando 3 distritos e 8 concelhos, conforme Fig.7.3 e Tab.7.1:

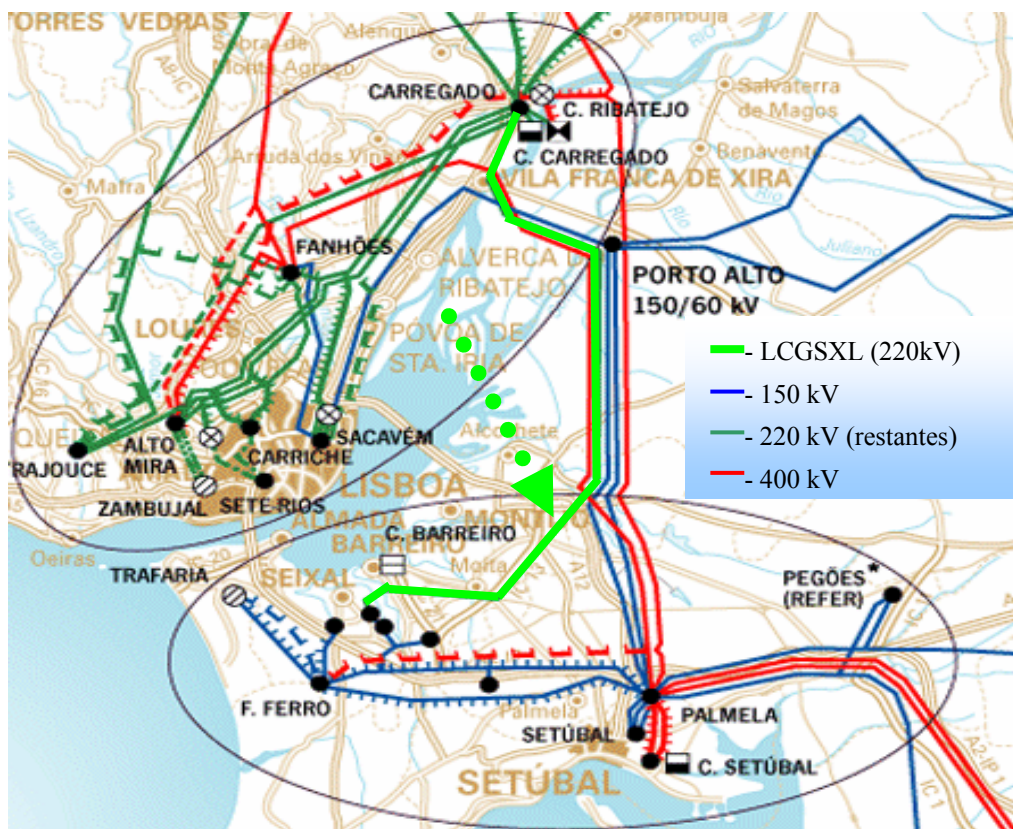


Figura 7.3 – Mapa de localização da LCGSXL em 2004.

Tabela 7.1 – Comprimento total e nº de apoios da LCGSXL que atravessam as localidades.

<b>Distrito</b>	<b>Concelho</b>	<b>De</b>	<b>Até</b>	<b>kms de linha</b>	<b>Quant. de apoios</b>
LISBOA	Alenquer	SE Carregado	Vão 1/2	0,267	1
LISBOA	Vila Franca de Xira	Vão 1/2	Apoio 4 (3)	0,650	2
LISBOA	Vila Franca de Xira	Apoio 4 (3)	Vão 40/41	12,966	37
SANTARÉM	Benavente	Vão 40/41	Apoio 45 (44)	2,115	5
SANTARÉM	Benavente	Apoio 45 (44)	Apoio 49 (2)	0,672	4
SANTARÉM	Benavente	Apoio 49 (2)	Vão 96/97	16,973	47
SETÚBAL	Alcochete	Vão 96/97	Vão 109/110	5,287	13
SETÚBAL	Montijo	Vão 109/110	Vão 128/129	7,044	19
SETÚBAL	Moita	Vão 128/129	Vão 142/143	5,200	14
SETÚBAL	Barreiro	Vão 142/143	Vão 155/156	4,566	13
SETÚBAL	Seixal	Vão 155/156	Apoio 158 (111)	0,952	3
SETÚBAL	Seixal	Apoio 158 (111)	SE Seixal	0,085	-
			<b>TOTAL</b>	<b>56,777</b>	<b>158</b>

A numeração dos apoios da LCGSXL, começa no primeiro apoio (P1) logo a seguir ao pórtico de saída do painel na Subestação do Carregado (SCG) até ao último apoio (P158) antes do pórtico de entrada na SN Longos (Seixal).

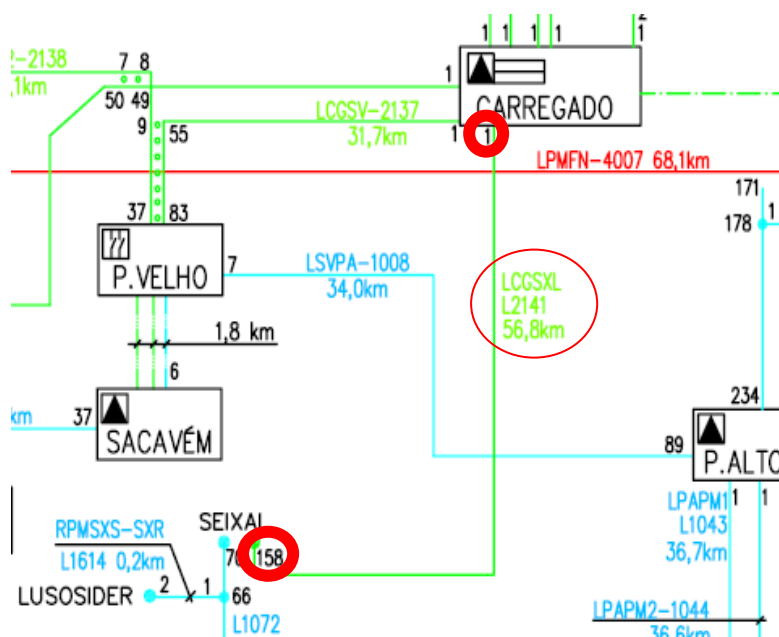


Figura 7.4 – Numeração dos apoios da LCGSXL.

Ao painel na Subestação do Carregado da LCGSXL foi dado o número 222, conforme Normativo para Identificação de Instalações da RNT.

Este painel de linha na SCG é constituído por um seccionador de terra, um seccionador de “by-pass”, um seccionador de linha, um seccionador de isolamento de disjuntor, um disjuntor, dois seccionadores de barras, um transformador de tensão, um transformador de intensidade e uma bobina tampão.

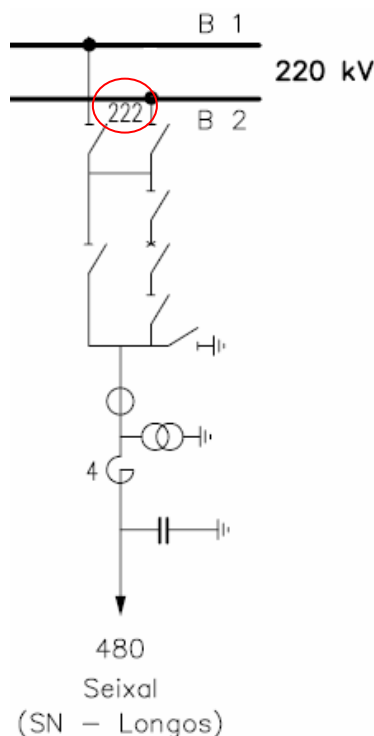


Figura 7.5 – Painel de saída da LCGSXL na SCG.

A Subestação do Seixal (SXL), propriedade da SN – Longos, é constituída, nos 220 kV, por um painel de chegada equipado com um seccionador de linha, um seccionador de terra e um disjuntor, alimentando três transformadores 220/31,5 kV de 80 MVA cada.

Nesta dissertação apenas são considerados os elementos à saída do pórtico da SCG, ou seja, os equipamentos dos painéis nos extremos da linha não fazem parte do estudo, sendo assim apenas considerados os elementos a partir da caixa de charneira no pórtico de saída da SCG e restantes elementos até ao pórtico da SN-Longos.

## **7.5 – Funções, falhas, modos de falha dos elementos da linha em análise e efeitos locais e para o sistema**

Nos pontos que se seguem estão descritos as funções, falhas e modos de falha dos vários elementos que constituem a LCGSXL, com indicação dos respectivos efeitos locais e para o sistema (efeitos globais).

À excepção dos dissuasores de poiso de cegonha, todos os elementos da LCGSXL são elementos estáticos. Dessa forma a maior parte dos defeitos resultam de factores externos à linha. Os mais conhecidos são as descargas atmosféricas, poluição, incêndios, cegonhas, ventos ou outros fenómenos característicos do nosso país.

Foram considerados como “Efeitos locais da falha” os efeitos da falha na proximidade da mesma.

Os “Efeitos globais da falha” representam os efeitos da falha para a principal função da linha e do sistema, que é o de transporte de energia. Em muitas situações os efeitos globais da falha são importantes para a LCGSXL e irrelevantes para as restantes linhas da RNT. Isto deve-se ao facto desta linha apenas servir para alimentar um cliente.

No Anexo V estão indicadas as funções e falhas funcionais da LCGSXL enquanto no Anexo VI estão indicados os modos e efeitos da falha na LCGSXL.

### **7.5.1 – Cabos condutores**

O cabo condutor instalado na LCGSXL é o cabo Zebra normalmente usado em linhas de 220 kV (ver Capítulo 3, ponto 3.1 - *Cabos condutores e cabos de guarda convencionais* e características no Anexo I).

Conforme indicação no ponto anterior os cabos entre os apoios nº 4 e 45 (16 km) da LCGSXL foram instalados em 1971, sendo o restante cabo instalado entre 1999 e 2000.

#### **Função e falhas funcionais (perda da função)**

A principal função dos cabos condutores da LCGSXL é o de transportar energia eléctrica entre a SCG e o SXL.

Na Tab.7.2 estão indicadas as cargas admissíveis para cada regime de exploração da LCGSXL, tanto para o Verão (mais quente) como para o Inverno (mais frio).

Tabela 7.2 – Cargas admissíveis em cada regime de exploração da LCGSXL.

	Temp. (°C)	I Verão (A)	S Verão (MVA)	I Inverno (A)	S Inverno (MVA)
<b>Valores em Regime Permanente</b>	<b>50</b>	524	200	775	295
<b>Valores Máximos de Projecto</b>	<b>75</b>	902	344	1054	402

A única falha funcional relaciona-se com a impossibilidade de transportar energia eléctrica entre a SCG e o SXL.

### **Modos de falha (causa da falha)**

Os modos de falha possíveis nos cabos condutores são os seguintes:

- Ruptura do cabo condutor, devido a factores externos directos (ex: descarga atmosférica directa ao cabo) ou indirectos (ex: vibração provocada pelo vento).
- Fios partidos provocado por pela vibração do cabo (ex: vento).

### **Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)**

A ruptura de cabos condutores, provoca a queda destes ao solo ou em cima dos obstáculos que sobrepassa provocando de imediato o accionamento das protecções dessa linha que por sua vez dão a ordem de abertura aos disjuntores das extremidades da mesma, provocando o corte no fluxo de energia desta linha. Além das consequências para a SN-Longos pelo corte de energia, acresce os danos provocados pela colisão dos cabos com o solo ou com os mais diversos obstáculos.

No caso de haver fios partidos não há ruptura do cabo, a não ser que existam muitos fios partidos e os restantes fios do cabo não aguentem a tracção do cabo e o cabo rompa. Caso isso aconteça os efeitos são os relatados no parágrafo anterior.

### **Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)**

Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

### 7.5.2 – Acessórios de cabos condutores

Os acessórios de cabo de condutor, assim como grande parte do cabo condutor, datam de 1999 e 2000.

As uniões de compressão e os amortecedores de cabos Zebra, representam os acessórios de cabo condutor instalados na LCGSXL.

Os amortecedores de vibrações (Stockbridge) são os indicados no ponto 3.7.4, *Amortecedores de vibrações* do Capítulo 3.

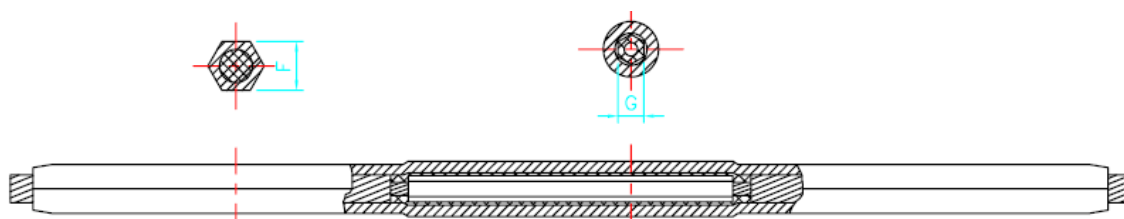


Figura 7.6 – União de compressão para cabo Zebra.

As uniões datam de 1999 e 2000, enquanto grande parte dos amortecedores foram instalados nos finais de 2004.

#### Função e falhas funcionais (perda da função)

As uniões de compressão servem para interligar electricamente e mecanicamente duas pontas de cabo.

Os amortecedores servem para atenuar as vibrações nos cabos provocadas pelo vento.

As falhas funcionais nestes componentes estão relacionadas com perda destas funções, ou seja, a impossibilidade ou limitação de trânsito de energia na união ou o excesso de vibração do cabo que faz diminuir o tempo de vida de todos os componentes na proximidade.

#### Modos de falha (causa da falha)

O modo de falha ou a causa da falha é a ruptura destes acessórios ou a perda de condutibilidade eléctrica em particular da união.

#### Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)

O efeito local quando há uma ruptura da união é idêntica à ruptura dos cabos condutores, ou seja, a queda ao solo ou em cima dos obstáculos que sobrepassa accionando de imediato as protecções dessa linha que por sua vez dão ordem de abertura aos disjuntores das extremidades da mesma, provocando o corte no fluxo de

energia desta linha. Além das consequências para a SN-Longos pelo corte de energia, acresce os danos provocados pela colisão dos cabos com o solo ou com os mais diversos obstáculos.

No caso da perda dos amortecedores, não existem consequências imediatas, podendo no entanto e caso existam condições para tal, levar a que os cabos e os restantes acessórios entrem em vibração, diminuindo o tempo de vida de todos os elementos

### **Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)**

Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

### **7.5.3 – Cadeia de isoladores**

Entre 1999 e 2000 todos os isoladores da LCGSXL (antiga LCGPA e LPASXL) foram substituídos por isoladores de vidro.

Esta linha tem instalado dois tipos de isoladores de vidro. Os isoladores U70BS, normalmente instalados em zonas sem poluição e os isoladores E100PP (Antipoluição 100kN), que antigamente eram normalmente instalados em zonas de poluição (ver características no Anexo III – *Isoladores típicos da Rede*).

### **Função e falhas funcionais (perda da função)**

A principal função das cadeias de isoladores é criar um meio isolante que separe o apoio da energia que circula no condutor.

A principal falha funcional é justamente a quebra do isolamento criado pelas cadeias de isoladores.

### **Modos de falha (causa da falha)**

Os modos de falha resumem-se à ruptura da cadeia de isoladores, ao excesso de isoladores partidos e à deposição de matéria condutora na superfície do isolador.

A ruptura da cadeia de isoladores está normalmente associada a fortes descargas atmosféricas ou a excesso de poluição. No caso dos isoladores de vidro não existem registos de nenhuma ruptura.

A quebra da zona vidrada do isolador é frequente e também acontece devido a descargas atmosféricas, incêndios, colisão de objectos ou defeito de fabrico.

A deposição de matéria condutora na superfície dos isoladores permite o fluxo de energia entre o condutor e a estrutura.

### **Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)**

Quanto aos efeitos locais da falha, as consequências da ruptura dos isoladores são as mesmas que as da ruptura de cabos condutores, ou seja, a queda ao solo ou em cima dos obstáculos que sobrepassa provocando de imediato o accionamento das protecções dessa linha que por sua vez dão ordem de abertura aos disjuntores das extremidades da mesma, provocando o corte no fluxo de energia desta linha. Além das consequências para a SN-Longos pelo corte de energia, acresce os danos provocados pela colisão dos cabos com o solo ou com os mais diversos obstáculos.

Os efeitos locais devidos à perda de isoladores por estes estarem partidos são a perda do meio isolante, criando fortes probabilidades de criação de arco eléctrico entre a estrutura e o cabo com o consequente corte no fluxo de energia da linha devido ao accionamento das protecções. Isto apenas acontece se houverem muitos isoladores partidos.

Os efeitos locais devidos à deposição de matéria condutora na superfície do isolador são a criação de um meio condutor, criando fortes probabilidades de corte no fluxo de energia da linha devido ao accionamento das protecções.

### **Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)**

Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

### **7.5.4 – Acessórios de cadeia de isolador**

Os acessórios de cadeia de isoladores da LCGSXL (antiga LCGPA e LPASXL) datam de 1999 e 2000.

Tratam-se dos acessórios indicados nas figuras nos pontos 3.7.2, 3.7.3, *Acessórios de cadeia* e *Acessórios de fixação de cabos*, respectivamente, do Capítulo 3.

Tipicamente cada apoio de suspensão tem três conjuntos de acessórios de suspensão de cabo de condutor (três fases), enquanto que cada apoio de amarração tem seis conjuntos de acessórios de amarração.

### **Função e falhas funcionais (perda da função)**



Cada acessório tem como função primordial a interligação em termos mecânicos e eléctricos o cabo à estrutura usando as cadeias de isoladores como meio isolante.

São encaradas como falhas funcionais, a perda ou a diminuição da capacidade de ligação de cada acessório.

### **Modos de falha (causa da falha)**

O modo de falha ou a causa da falha normalmente está relacionada com uma ou um conjunto de situações:

- Excesso vibração a que o acessório está sujeito;
- Corrosão do acessório;
- Erro de montagem do acessório;
- Defeito de fabrico do acessório;

### **Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)**

Quanto aos efeitos locais da falha, as consequências da ruptura dos acessórios de isoladores são as mesmas que as da ruptura de isoladores, ou seja, a queda ao solo ou em cima dos obstáculos que sobrepassa provocando de imediato o accionamento das protecções dessa linha que por sua vez dão ordem de abertura aos disjuntores das extremidades da mesma, provocando o corte no fluxo de energia desta linha. Além das consequências para a SN-Longos pelo corte de energia, acresce os danos provocados pela colisão dos cabos com o solo ou com os mais diversos obstáculos.

### **Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)**

Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para os restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

## **7.5.5 – Cabos de guarda**

A LCGSXL tem dois cabos de guarda instalados, um cabo do tipo Guinea e outro do tipo OPGW de 16 fibras ópticas (ver Capítulo 3, ponto 3.2 e características no Anexo I). Estes cabos foram instalados entre 1999 e 2000.

### **Função e falhas funcionais (perda da função)**

A principal função dos cabos de guarda é interligar electricamente os apoios, criando um cone protecção aos cabos condutores contra descargas atmosféricas. Além disso, o cabo OPGW através das 16 fibras ópticas que contém no seu interior, pode servir de meio de comunicação.

A principal falha funcional é a perda da ligação entre apoios com a consequente perda do cone de protecção contra descargas atmosféricas. A perda das comunicações criada por falha nas fibras ópticas, não constitui uma preocupação semelhante à anterior, dado que existe redundância em relação aos meios de comunicação (ex: feixes hertzianos).

### **Modos de falha (causa da falha)**

Os modos de falha resumem-se à ruptura dos cabos ou fios do cabo de guarda devido a factores externos directos (ex: descarga atmosférica directa ao cabo) ou indirectos (ex: vibração provocada pelo vento).

### **Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)**

Quanto aos efeitos locais da falha, as consequências da ruptura dos cabos de guarda é idêntica às da ruptura de cabos condutores, ou seja, a queda ao solo ou em cima dos obstáculos que sobrepassa, provocando o accionamento das protecções dessa linha se os cabos de guarda ficarem na proximidade dos cabos condutores. Por sua vez os automatismos ao detectarem esta situação dão ordem de abertura aos disjuntores das extremidades da mesma, provocando o corte no fluxo de energia desta linha. Além das consequências para a SN-Longos pelo corte de energia, acresce os danos provocados pela colisão dos cabos com o solo ou com os mais diversos obstáculos.

No caso dos fios partidos não há ruptura do cabo, a não ser que existam muitos fios partidos. Caso isso aconteça os efeitos são os relatados no parágrafo anterior.

### **Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)**

Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para os restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

O efeito da perda do meio de comunicação criado pelas fibras ópticas não constitui preocupação de maior, dado existirem alternativas (outras linhas com fibras ópticas na proximidade).

### 7.5.6 – Acessórios dos cabos de guarda

Os acessórios de fixação do cabo de guarda, assim como o cabo de guarda, datam de 1999 e 2000.

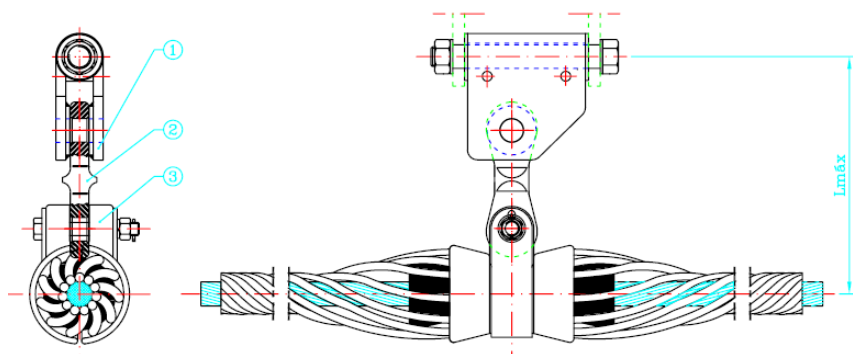


Figura 7.7 – Acessório de suspensão de cabo de guarda da LCGSXL.

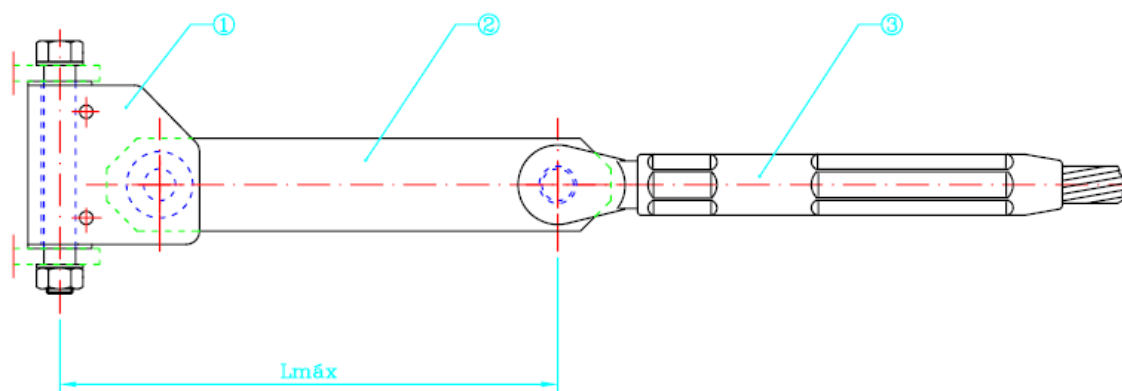


Figura 7.8 – Acessório de amarração de cabo de guarda da LCGSXL.

Nesta linha cada apoio de suspensão tem um conjunto de acessórios de suspensão de cabo de guarda Guinea ou OPGW, enquanto cada apoio de amarração tem dois conjuntos de acessórios de amarração de cabo Guinea ou OPGW (ver ponto 3.2, *Cabos OPGW e acessórios* do Capítulo 3).

Os cabos de guarda desta linha têm amortecedores (ver ponto 3.7.4, *Amortecedores de vibrações*, Capítulo 3), esferas de balizagem na travessia do Rio Tejo e Coina (ver ponto 3.10.1, *Sinalização para aeronaves*, Capítulo 3) e dispositivos sinalizadores para aves – BFD's (ver ponto 3.10.2, *Sinalizadores para aves*, Capítulo 3).

#### Função e falhas funcionais (perda da função)

Cada conjunto de acessórios de suspensão e amarração do Guinea e OPGW tem como principal função a interligação em termos mecânicos e eléctricos do cabo à estrutura. Da

mesma forma, as uniões de cabo Guinea têm como principal função a interligação mecânica e eléctrica do cabo Guinea.

Os amortecedores permitem amortecer as vibrações do cabo provocadas pelo vento enquanto os BFD's e as esferas de balizagem servem para sinalizar a presença de cabos para as aves e para aviação, respectivamente.

No caso dos conjuntos de acessórios de suspensão e amarração do Guinea e OPGW bem como das uniões de cabo Guinea, são consideradas como falhas funcionais, a perda ou a diminuição da capacidade de ligação de cada acessório.

### **Modos de falha (causa da falha)**

A ruptura dos acessórios é normalmente a causa da falha. Existem vários factores que podem contribuir para que isso aconteça, por exemplo:

- Vibração;
- Descarga atmosférica;
- Corrosão;
- Erro de montagem.

### **Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)**

As consequências da ruptura dos acessórios de suspensão e amarração do Guinea e OPGW bem como das uniões de cabo Guinea são idênticas as consequências da ruptura do cabo de guarda, ou seja, a queda ao solo ou em cima dos obstáculos que sobrepassa, podendo provocar o accionamento das protecções dessa linha se os cabos de guarda estiverem em contacto com os cabos condutores, que por sua vez dão ordem de abertura aos disjuntores das extremidades da mesma, provocando o corte no fluxo de energia desta linha. Além das consequências para a SN-Longos pelo corte de energia, acresce os danos provocados pela colisão dos cabos com o solo ou com os mais diversos obstáculos.

No caso da perda dos amortecedores, não existem consequências imediatas, podendo no entanto e caso existam condições para tal, levar a que os cabos e os restantes acessórios entrem em vibração, diminuindo o tempo de vida de todos os elementos. A perda de alguns BFD's ou esferas de balizagem não constitui preocupação de maior dada a quantidade de dispositivos sinalizadores instalados.

### Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)

Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para os restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente. Para a SN-Longos isto representará um corte de energia prolongado.

O efeito da perda dos amortecedores, BFD's ou esferas de balizagem não constitui preocupação de maior para o sistema global.

### 7.5.7 – Apoios

A LCGSXL é constituída por 158 apoios, sendo a maioria do tipo U e MT.

Os apoios U datam de 1971 da antiga LCGPA, que agora representam os apoios do nº4 ao 45 da LCGSXL, enquanto os apoios MT que datam de 1961 da antiga LPASXL, representam agora os apoios do nº49 ao 158 da LCGSXL. A antiga LPASXL foi objecto de grande reparação, com substituição total de alguns apoios e parcial de outros em 1994.



Figura 7.9 – Apoio do tipo U (à esquerda) e apoio do tipo MT (à direita) na LCGSXL.

Fazem parte dos acessórios do apoio toda a sinalética obrigatória (ver ponto 3.9 – *Conjuntos sinaléticos*, Capítulo 3), dissuasores de poiso de cegonhas e ninhos artificiais.

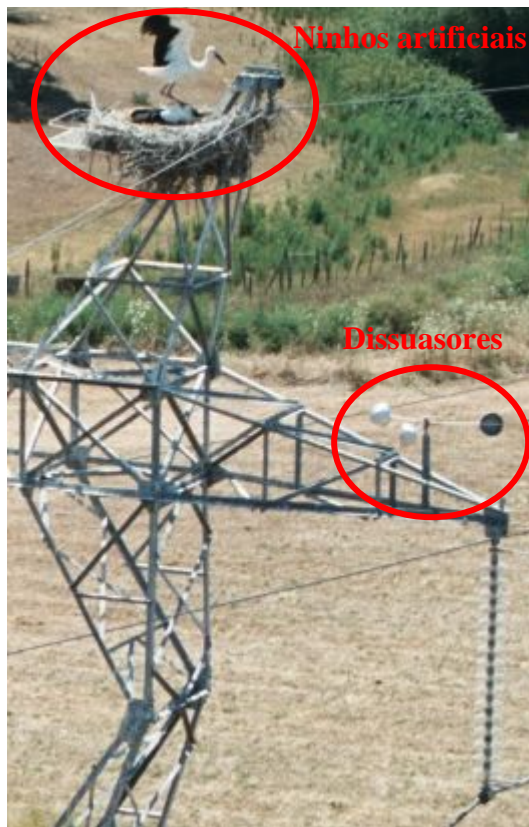


Figura 7.10 – Dissuasor de poiso e ninho artificial na LCGSXL.

### **Função e falhas funcionais (perda da função)**

Os apoios permitem criar uma estrutura de apoio aos cabos, isoladores e outros elementos para que a distância regulamentar dos cabos aos vários obstáculos seja cumprida. Podemos considerar como falha funcional a queda da estrutura, embora isso nunca tenha acontecido em linhas da RNT. O excesso de corrosão da estrutura poderá ser considerada como uma redução das características mecânicas do apoio.

A principal função da sinalética no apoio é a de identificação do mesmo (nº apoio, nome linha, responsável pela estrutura) e a de informar dos riscos que esta representa. A perda de sinalização representa a falta de informação adequada.

Os dissuasores de poiso de cegonhas servem para limitar a circulação de aves por cima dos isoladores. Os ninhos criam locais de nidificação mais segura para as cegonhas e para a linha. A ineficácia dos dissuasores ou ninhos artificiais representa uma falha funcional para a linha.

### **Modos de falha (causa da falha)**

Os modos de falha são normalmente os seguintes:

- Excesso de vibração;
- Excesso de corrosão;
- Vandalismo;
- Defeito de projecto.

### **Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)**

A queda do apoio representa das piores consequências para a linha. Implica a queda ao solo ou em cima dos obstáculos que sobrepassa de todos os cabos (condutores e de guarda), provocando o accionamento das protecções dessa linha, que por sua vez dão ordem de abertura aos disjuntores das extremidades da mesma, provocando o corte no fluxo de energia desta linha. Implica indisponibilidade prolongada da linha. Além das consequências para a SN-Longos pelo corte de energia, acresce os danos provocados pela colisão dos cabos e apoio com o solo ou com os mais diversos obstáculos.

No caso da perda da sinalética, dissuasores ou ninhos de cegonhas, não existem consequências imediatas, podendo no entanto a falha dos dissuasores representar forte probabilidades de disparo da linha por causa das cegonhas.

### **Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)**

Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para os restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente. Para a SN-Longos isto representará um corte de energia prolongado.

O efeito da perda da sinalética, dissuasores ou ninhos de cegonhas não constitui preocupação de maior para o sistema global.



### 7.5.8 – Fundações

Todos os apoios da LCGSXL são constituídos por 4 fundações independentes em betão, uma por cada perna do apoio (ver ponto 3.6 – *Fundações*, no Capítulo 3).

A maioria dessas fundações são do tipo DRN ou DRN-R (reforçado). As DRN-R estão na sua maioria implantadas em terrenos alagadiços por onde a linha passa estando as DRN implantadas na maioria dos restantes locais.

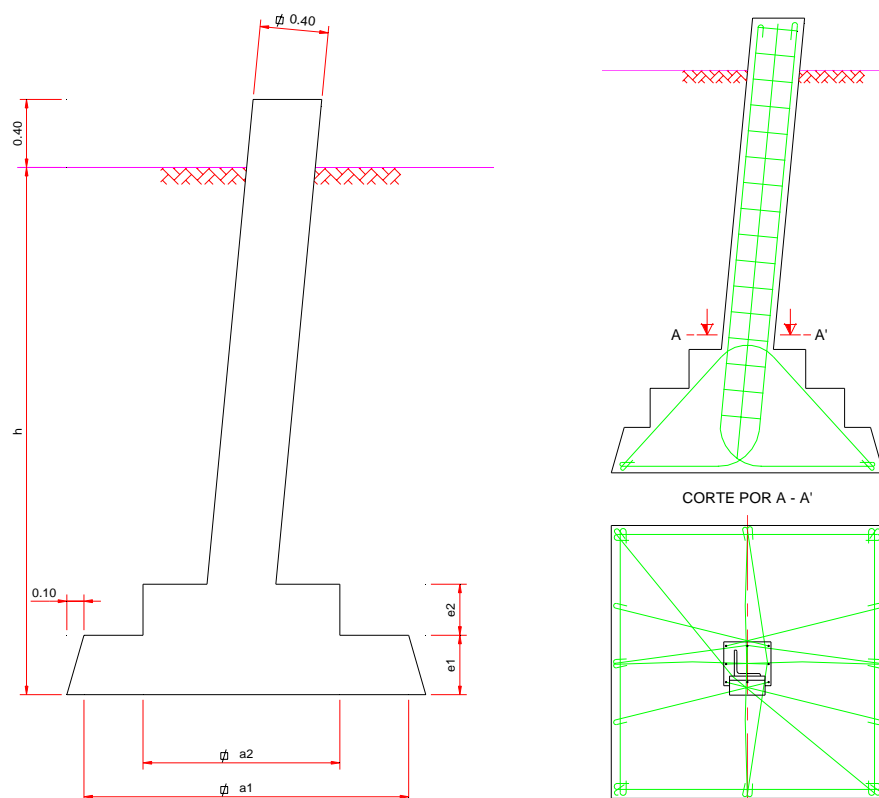


Figura 7.11 – Fundação do tipo DRN (à esquerda) e DRN-R (à direita) na LCGSXL.

Cada apoio tem uma malha de terra constituída por 4 piquetes, um por cada perna. Alguns apoios têm também um anel fechado a interligar as 4 pernas (ver ponto 3.8 – *Circuito de terra dos apoios*, no Capítulo 3).

#### Função e falhas funcionais (perda da função)

A principal função das fundações é criar uma plataforma estável para o apoio. A falha de uma das fundações constitui uma falha grave para a estabilidade do apoio.

A malha de terra do apoio tem como função principal criar um circuito de drenagem das correntes de defeito/fuga que percorrem o apoio.



### **Modos de falha (causa da falha)**

Os modos de falha prováveis nas fundações são os seguintes:

- Fissuras graves no betão provocadas pela:
  - Colisão com a fundação;
  - Excesso de vibração da estrutura;
  - Movimentação de terras junto à fundação;
- Remoção do volume de terra estabilizante provocado escavações na proximidade.

Quanto a malha de terra, as causas prováveis de falha relacionam-se com a escavação junto ao apoio com a consequente danificação da malha de terra e com a corrosão da malha de terra pelo solo.

### **Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)**

Caso falha das fundações provoque a queda do apoio, isso representa das piores consequências possíveis para a linha. Implica a queda ao solo ou em cima dos obstáculos que sobrepassa de todos os cabos (condutores e de guarda), provocando o accionamento das protecções dessa linha, que por sua vez dão ordem de abertura aos disjuntores das extremidades da mesma, provocando o corte no fluxo de energia desta linha. Implica indisponibilidade prolongada da linha. Além das consequências para a SN-Longos pelo corte de energia, acresce os danos provocados pela colisão dos cabos e apoio com o solo ou com os mais diversos obstáculos.

No caso da perda da malha terra, não existem consequências imediatas, podendo no entanto a falha da malha terra junto às zonas habitadas representar forte probabilidades de electrocussão e morte dos transeuntes.

### **Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)**

Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para os restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente. Para a SN-Longos isto representará um corte de energia prolongado.

O efeito da perda da malha terra não constitui preocupação de maior para o sistema global dado que todos os apoios estão interligados através dos cabos de guarda.

## 7.6 – Critérios de severidade, ocorrência e detecção

Foram formulados três novos critérios adaptados à realidade da LMAT para permitir avaliação da severidade dos efeitos das falhas, da ocorrência de falhas e da eficácia da detecção das mesmas. Estes critérios têm a estrutura típica e muito idêntica à indicada no ponto 1.2.5 – *Conceitos básicos de FMEA e FMECA* do Capítulo 1.

Assim para a severidade, interpretada como a avaliação da gravidade do efeito do modo de falha no local ou no sistema (global), foi estabelecido um nível de severidade de 1 (menor) corresponde a uma falha menor que não é perceptível pelo cliente, até um nível de 10 (muito elevado) que corresponde a modos de falha que põe em causa a segurança de pessoas e bens e é de longa duração.

Tabela 7.3 – Critério de severidade para LMAT.

<b>Critério de Severidade (Sev.)</b>	<b>Nível</b>
A falha não é perceptível pelo cliente	1
A falha provoca muito poucas variações no consumo não provocando o corte de consumo ao cliente	2
A falha provoca significativas variações no consumo não provocando o corte de consumo ao cliente	3
A falha provoca constantes variações no consumo não provocando o corte de consumo ao cliente	4
A falha provoca o corte de abastecimento a um consumidor directo e é de curta duração.	5
A falha provoca o corte de abastecimento a um consumidor directo e é de longa duração.	6
A falha põe em causa a segurança do sistema e é de curta duração.	7
A falha põe em causa a segurança do sistema e é de longa duração.	8
A falha põe em causa a segurança das pessoas e bens e é de curta duração.	9
A falha põe em causa a segurança das pessoas e bens e é de longa duração.	10

O critério de ocorrência permite identificar a probabilidade de ocorrência de uma causa ou um mecanismo específico de modo de falha. Assim o nível 1 (menor) do critério de ocorrência corresponde a uma falha de 10 em 10 anos enquanto o nível 10 (maior) corresponde a mais que uma falha por dia.

Tabela 7.4 – Critério de ocorrência para LMAT.

<b>Critério de Ocorrência (Ocor.)</b>	<b>Nível</b>
Não ocorre mais do que uma vez em 10 anos	1
Não ocorre mais do que uma vez em 5 anos	2
Não ocorre mais do que uma vez em 2 anos	3
Não ocorre mais do que uma vez por ano	4
Não ocorre mais do que uma vez em 6 meses	5
Não ocorre mais do que uma vez em 3 meses	6
Não ocorre mais do que uma vez por mês	7
Não ocorre mais do que uma vez por semana	8
Não ocorre mais do que uma vez por dia	9
Ocorre mais do que uma vez por dia	10

Com ajuda do critério de detecção é analisado a facilidade de detecção de falhas, ou seja, pretende-se avaliar a capacidade de detecção de avarias antes destas causarem danos. Assim o nível 10 corresponde ao nível em que as falhas são dificilmente detectadas enquanto o nível 1 corresponde ao nível em que as falhas são facilmente detectáveis por qualquer pessoas sem ajuda de nenhum equipamento.

Tabela 7.5 – Critério de detecção para LMAT.

<b>Critério de Detecção (Det.)</b>	<b>Nível</b>
Defeito detectável à distancia por qualquer pessoa sem ajuda de equipamento	1
Defeito detectável à distancia por qualquer pessoa com ajuda de equipamento	2
Defeito detectável à distancia por pessoa qualificada sem ajuda de equipamento	3
Defeito detectável à distancia por pessoa qualificada com ajuda de equipamento	4
Defeito detectável na proximidade por pessoa qualificada sem ajuda de equipamento e sem desligar a linha.	5
Defeito detectável na proximidade por pessoa qualificada com ajuda de equipamento e sem desligar a linha.	6
Defeito detectável na proximidade por pessoa qualificada sem ajuda de equipamento, desligando a linha.	7
Defeito detectável na proximidade por pessoa qualificada com ajuda de equipamento, desligando a linha.	8
Defeito apenas detectável em laboratório.	9
Defeito dificilmente detectável.	10

## 7.7 – Aplicação dos critérios de severidade, ocorrência e detecção à linha em análise

Da aplicação à LCGSXL dos critérios de severidade, ocorrência e detecção formulados no ponto anterior, resultou avaliação da severidade dos efeitos das falhas, a ocorrência de falhas e eficácia da detecção das mesmas nesta linha (Anexo VII – *Análise RPN e acções actuais e recomendadas na LCGSXL*).

### 7.7.1 – Cabos condutores

Aplicação do critério de severidade classifica a ruptura de condutores como um falha que provoca o corte de abastecimento de longa duração à Siderurgia. O corte de energia é de longa duração porque a reposição de um condutor demora quase um dia, não tendo a Siderurgia alternativas, implicando por isso a paragem da unidade fabril. Este tipo de falhas normalmente acontece devido a uma forte colisão com o cabo, a uma anormal descarga atmosférica directamente no cabo ou a um grande e permanente fonte de calor debaixo da linha (incêndio). Desta forma estes tipos de situações são imprevisíveis, sendo por isso dificilmente detectáveis. Apesar de tudo são muito pouco frequentes, servindo as rondas terrestres a linha (inspecções visuais) para alertar os transeuntes de que existem cuidados a ter por exemplo com as grandes fogueiras por baixo da linha ou com as eventuais aproximações à linha. Além das rondas terrestres os cabos também são inspeccionados visualmente de helicóptero quando é feita a termografia à linha.

A ruptura de alguns fios do cabo condutor não constitui uma severidade da mesma ordem da anterior, dado que não provoca o corte de energia nem é perceptível pelo cliente. No entanto pode constituir uma limitação ao transporte de energia e é certamente motivo de cuidado especial. Apesar do nível de severidade por fios partidos ser inferior ao da ruptura de cabos, é mais frequente o aparecimento de fios partidos durante as inspecções anuais. Este devesse a fadiga provocada pela constante vibração do cabo devido ao vento. Crê-se que a formulação de um critério correcto de colocação de amortecedores nos cabos atenuaria este efeito. Para isso será necessário proceder a uma análise das vibrações do cabo. Pensa-se que dessa forma será possível diminuir o número de fios partidos nos cabos e assim aumentar o tempo de vida dos cabos.

### **7.7.2 – Acessórios de cabos condutores**

Da mesma forma que nos cabos condutores a ruptura das uniões é uma falha que provoca o corte de abastecimento de longa duração à Siderurgia. Esta falha também demora cerca de uma dia a ser reparada, não tendo a Siderurgia alternativas, implicando por isso a paragem da unidade fabril. Má montagem da união ou excesso de vibração do cabo poderão ser as causas prováveis para isto acontecer, sendo no entanto muito pouco frequentes e dificilmente detectáveis como no caso dos cabos condutores (fortes colisões, fortes descargas atmosféricas, grandes fontes de calor).

No entanto a perda de condutibilidade da união é sinónimo de possível defeito sendo detectável através de termografia aérea realizada anualmente. A perda de condutibilidade não constitui gravidade idêntica à ruptura, requerendo no entanto em determinadas situações uma particular atenção (ponto quente nível A – ver ponto 5.4 – *Termografia aos acessórios em tensão*). O aparecimento de pontos quentes é mais frequente em linhas mais antigas, a LCGSXL como tem acessórios novos, ainda não registou pontos quentes. Crê-se que da mesma forma como nos condutores, que a formulação de um critério correcto de colocação de amortecedores nos cabos atenuaria este efeito. Para isso será necessário proceder a uma análise das vibrações do cabo.

A falta de amortecedores de vibrações não provoca corte de consumos, no entanto é má porque o excesso de vibração que fica é mau para os componentes na proximidade. Das inspecções visuais anuais à LCGSXL não existe registo de amortecedores partidos, talvez por estes terem muito pouco tempo de serviço. Para além do fenómeno de quebra de amortecedores, crê-se que o critério de projecto de colocação de amortecedores não é o adequado, e como tal é necessário proceder a uma análise das vibrações da linha para definição de um critério correcto de colocação de amortecedores.

### 7.7.3 – Cadeia de isoladores

A ruptura de isoladores de vidro é muito pouco frequente ou até nula. É provável que isso possa acontecer devido a fortes descargas atmosféricas, no entanto a probabilidade é muito pequena visto que todos os isoladores sofrem em fábrica tracções superiores às de trabalho e não existem registos de ruptura de isoladores de vidro em LMAT em Portugal. No entanto é mais frequente encontrar durante as inspecções terrestres ou de helicóptero alguns isoladores com a campânula de vidro partida. Isto resulta de descargas atmosféricas, de fogo intenso sob os isoladores ou até da projecção de objectos contra os isoladores (vandalismo).

A deposição de matéria condutora na superfície dos isoladores é no entanto e em determinadas épocas do ano preocupante. Para ultrapassar este problema têm-se lavado os isoladores sujos, sendo por vezes lavados mais de que uma vez. A resolução deste problema passa pela substituição dos isoladores de vidro nas zonas poluídas por isoladores compósito (ver ponto 4.3 – Poluição dos isoladores de vidro e cerâmica). No entanto os isoladores compósitos implicam mais monitorização que os isoladores de vidro. Está em estudo por uma empresa credenciada, a elaboração de um plano de monitorização adequado que certamente passará pela monitorização aérea dos compósitos utilizando os ultrasons.

### 7.7.4 – Acessórios de cadeia de isolador

Todos os acessórios de cadeia de isoladores da LCGSXL são inspecionados visualmente todos os anos. Não se trata de um inspecção que implica desmontagem dos acessórios porque isso implicaria desligar a linha e a robustez dos acessórios não o justifica, trata-se apenas de uma inspecção visual à distância (binóculos e de helicóptero). A complementar esta acção anualmente toda a linha é termografada através de helicóptero. A termografia aérea facilmente identifica eventuais pontos quentes que normalmente estão nas pinças de amarração e suspensão e patilhas de fiadores. Como os acessórios da LCGSXL são novos não é muito comum encontrarem-se pontos quentes.

A inspecção visual terrestre normalmente encontrava anéis de guarda e hastes de descarga desapertadas nesta linha. Com a massificação de amortecedores na linha, devido à ruptura de um dos acessórios da linha, crê-se que este problema tenha sido minimizado. No entanto, está em curso um plano que visa analisar o nível de vibração existente na linha para validação ou correcção do critério de colocação de amortecedores.

### 7.7.5 – Cabos de guarda

Da mesma forma que nos cabos condutores o critério de severidade classifica a ruptura de cabos de guarda como um falha que pode provocar o corte de abastecimento ao cliente. No entanto, se quando os cabos de guarda romperem não entrarem em contacto ou não ficarem demasiadamente próximos dos condutores, não haverá corte de energia. Este tipo de falhas normalmente acontece devido a uma forte colisão com o cabo, a uma anormal descarga atmosférica directamente no cabo ou a um grande e permanente fonte de calor debaixo da linha. Desta forma estes tipos de situações são imprevisíveis, sendo por isso dificilmente detectáveis. Apesar de tudo são muito pouco frequentes, servindo as rondas terrestres a linha (inspecções visuais) para alertar os transeuntes de que existem cuidados a ter com grandes fogueiras por baixo da linha ou eventuais aproximações à linha. Da mesma forma que são visualmente inspeccionados os cabos condutores, os cabos de guarda também o são no momento em que é feita a termografia aérea a linha.

A ruptura de alguns fios do cabo guarda é muito pouco frequente e não constitui uma severidade da mesma ordem da anterior, dado que não provoca o corte de energia nem é perceptível pelo cliente. No entanto pode constituir uma limitação para o cabo e é certamente motivo de cuidado especial. A análise das vibrações do cabo poderá validar ou corrigir o critério de colocação de amortecedores nos cabos.

### 7.7.6 – Acessórios dos cabos de guarda

Da mesma forma que na ruptura de cabos de guarda, a ruptura de caixas de charneira, prolongos, pinças ou de uniões do cabo de guarda, pode provocar o corte de abastecimento ao cliente por contacto ou excessiva proximidade dos cabos de guarda aos condutores. No entanto este tipo de situações é muito pouco frequente e dificilmente detectável (fortes colisões, fortes descargas atmosféricas, grandes fontes de calor).

A perda de amortecedores de vibrações, de sinalizadores para aves ou esferas de balizagem, não provoca corte de consumos, sendo no entanto má a falta de amortecedores porque o excesso de vibração que fica é mau para os componentes na proximidade. Das inspecções visuais anuais à LCGSXL não existe registo de amortecedores partidos, ou da perda de sinalizadores para aves ou esferas de balizagem talvez por estes terem muito pouco tempo de serviço. Para além do fenómeno de quebra de amortecedores, crê-se que o critério de projecto de colocação de amortecedores talvez não seja o adequado, e como tal é necessário proceder a uma análise das vibrações da linha para definição de critério correcto de colocação de amortecedores.

Assim como nos cabos de guarda, todos os acessórios de cabo de guarda da LCGSXL são inspeccionados visualmente todos os anos (binóculos e/ou de helicóptero).

### **7.7.7 – Apoios**

A queda da estrutura é das piores falhas possíveis para a linha. Felizmente não existem registos de quedas de apoios em LMAT em Portugal. Terramotos, fortes colisões com a estrutura ou um grande desaterro das fundações, são as causas prováveis de queda da estrutura. As rondas terrestres realizadas todos os anos permitem inspeccionar visualmente a estrutura. A inspecção é feita sem escalar a estrutura.

A queda de parafusos da estrutura, que não é muito frequente na LCGSXL, devem-se a vibração da estrutura provocada pela vibração dos cabos. A análise das vibrações dos cabos poderá validar ou corrigir o critério de colocação de amortecedores nos cabos e assim atenuar este problema.

A sinalética do apoio degrada-se com o tempo, sendo todos os anos inspeccionada e substituída se necessário.

Os dissuasores de poiso e os ninhos artificiais de cegonha são também inspeccionados todos os anos, estando em curso a montagem de novos ninhos e dissuasores em mais apoios. Não existem registos de ruptura/danificação de dissuasores nem desagregação de ninhos artificiais nesta linha.

### **7.7.8 – Fundações**

A parte visível das fundações (chaminé) é inspeccionada visualmente todos os anos. Por vezes são encontradas fissuras no betão que poderão ser resultado de colisão, de descarga atmosférica ou das vibrações do apoio. A análise das vibrações dos cabos poderá validar ou corrigir o critério de colocação de amortecedores nos cabos e assim atenuar este problema. Além das fissuras por vezes verifica-se que alguém removeu terra do volume de terra estabilizante do apoio. Não sendo muito preocupante em apoios horizontalmente equilibrados (apoios em alinhamento), poderá sê-lo por exemplo em apoios em ângulo.

Quando existe escavação junto ao apoio, quase sempre a rede de terras do apoio é afectada. Com o passar do tempo e dependendo dos solos, a rede de terras do apoio poderá deteriora-se. É por isso e porque o Regulamento de Segurança das Instalações Eléctricas o impõe que de 5 em 5 anos a resistência de terra dos apoios é medida.

Este serviço que é realizado por uma equipa de prestadores de serviço externo, também inspecciona visualmente o apoio, as fundações e os restantes acessórios.

## **CAPÍTULO 8 – CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE MELHORIA**

O principal objectivo deste trabalho foi o de avaliar a aplicabilidade da metodologia RCM às Linhas de Muito Alta Tensão.

Neste capítulo estão incluídas as conclusões sobre os diferentes estados da implementação da metodologia RCM, de seguida as conclusões propriamente ditas da aplicação, rematando no final com algumas sugestões de melhoria para futuros trabalhos no seguimento deste.

### **8.1 – Conclusões sobre a implementação**

Dada a dimensão da RNT, foi necessário usar um critério de escolha de qual a LMAT a intervir. Como critério de escolha foi usado o critério de Classificação das Linhas de Muito Alta Tensão formulado pela primeira vez pela REN em 2004. Da aplicação deste critério aos dados da LMAT do ano de 2004, resultou a Tabela de Índices de Criticidade das Linhas em 2004 (ver Anexo IV).

No entanto, a Tabela de Índices de Criticidade das Linhas não contempla o número de incidentes em linhas. Assim da conjugação da Tabela de Índices de Criticidade das Linhas em 2004 com a indicação do número de incidentes com origem em LMAT entre 2001 e 2004, foi seleccionada a Linha Carregado – Seixal.

A Linha Carregado – Seixal é uma linha com 5 anos (2000), isolada a 220 kV, com 56,777 km, 158 apoios, que alimenta apenas um cliente de MAT e que surge da conjugação de duas linhas diferentes (Linha Carregado-Porto Alto e Linha PortoAlto-Seixal).

Como contexto de aplicação da metodologia, foram considerados todos os equipamentos que ficam entre as duas caixas de charneira instaladas nos pórticos das subestações nos extremos da linha em análise.

Como qualquer LMAT, a LCGSXL é composta por um conjunto elementos que se repetem ao longo dos cerca de 57km. Assim na análise foi considerada uma estrutura típica desta linha, não esquecendo algumas particularidades que qualquer linha tem.

De forma a facilitar a identificação e a organização dos componentes no FMEA, os componentes foram agrupados em 9 grupos (cabos condutores, acessórios de cabo condutor, cadeias de isoladores, acessórios de cadeia de isolador de suspensão,



acessórios de cadeia de isoladores de amarração, cabos de guarda, acessórios de cabo de guarda, apoios e fundações).

Após a identificação dos componentes de cada grupo foram identificadas as funções de cada componente.

Dada a simplicidade dos componentes, foi possível resumir em apenas uma frase a função de cada componente. No decurso do processo, de forma a adequar a melhor frase a cada componente foi necessário por vezes reformular o teor da frase que descreve a função de cada componente.

Da mesma forma que na identificação da função de cada componente, foi necessário em alguns casos adequar a frase que define a falha funcional ao pretendido para cada componente.

Da análise do histórico de falhas das LMAT, que inclui todo o tipo de falhas (equipamento de subestações e linhas, acção de terceiros, acções atmosféricas, etc), verifica-se que mais de 80% das falhas tem origem externa à linha (descargas atmosféricas, incêndios, cegonhas, nevoeiro, etc.), ou seja, a maior parte das vezes o problema não se relaciona com a perda de função para a qual o equipamento foi concebido (ver ponto 6.2.1 – Incidentes com origem na RNT).

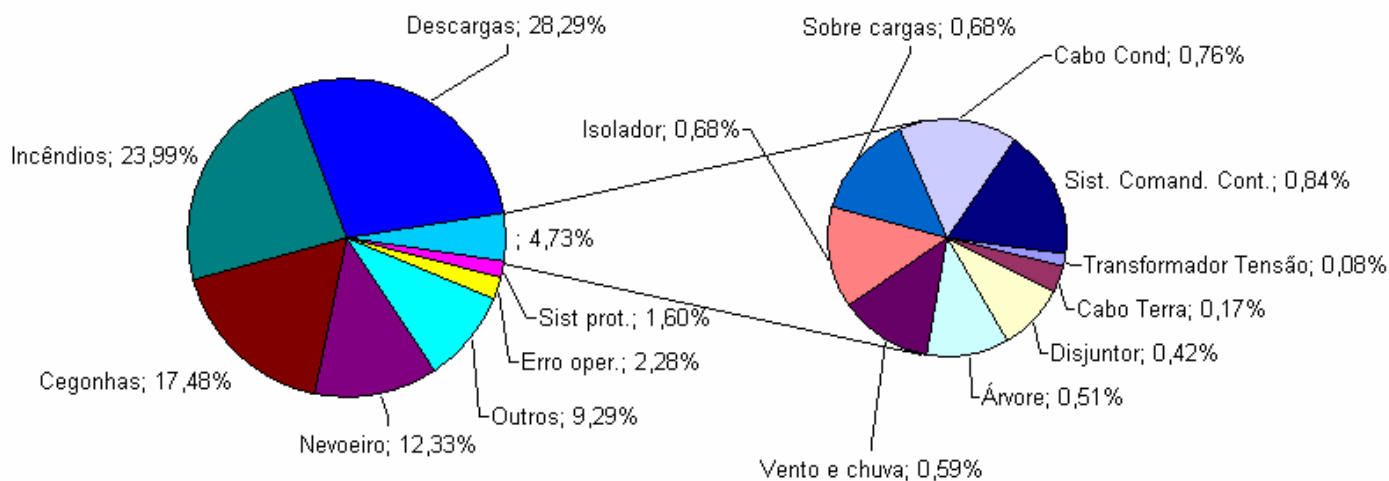


Figura 8.1 – Causas dos incidentes com origem na RNT ocorridos em linhas entre 2001 e 2004.

Apesar de serem poucas as falhas dos componentes existentes em LMAT, estas são de extrema importância dado que a maior parte das vezes o modo de falha relaciona-se com a ruptura de um determinado componente que provoca a queda de um cabo ao solo pondo em causa a qualidade de serviço da rede e a segurança de pessoas e bens.

De facto, grande parte dos modos de falha identificados no caso da linha em análise relaciona-se com a ruptura de um determinado componente.

Da mesma forma, grande parte dos efeitos locais identificados relacionam-se com a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos que sobrepassa pondo em causa a segurança de pessoas e bens.

Os “Efeitos locais da falha” caracterizam-se pelos efeitos da falha na proximidade da mesma, enquanto que os “Efeitos globais da falha” relacionam-se com os efeitos da falha na principal função da linha e da restante RNT, que é o de transporte de energia eléctrica.

Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

Grande parte das acções de manutenção nas LMAT passa pela inspecção visual anual dos componentes. A par desta acção de manutenção existem outras que têm um carácter mais correctivo (ex: lavagens de isoladores) enquanto outras têm um carácter mais preventivo (ex: termografia, medição de terras).

Como os critérios que existiam não eram os mais adequados à avaliação pretendida, foram formulados novos critérios de severidade, ocorrência e detecção tendo em conta exemplos anteriores. O critério de severidade teve em conta a “qualidade” das variações no consumo, o tempo corte de abastecimento no cliente, a segurança do sistema (RNT) e a segurança das pessoas e bens. Enquanto que o critério de ocorrência teve em conta o número de falhas ao longo dos tempos o critério de detecção procurou a evidenciar a facilidade na detecção das falhas.

Da aplicação dos critérios de severidade, ocorrência e detectabilidade indicados no ponto “7.6 – Critérios de severidade, ocorrência e detecção” ao FMEA da LCGSXL obtiveram-se os níveis de risco para cada modo de falha na LCGSXL indicados no “ANEXO VII – ANÁLISE RPN, ACÇÕES ACTUAIS E RECOMENDADAS NA LCGSXL”.

Na Fig.8.2 está indicada a evolução do risco (RPN) dos vários modos de falha antes e depois da aplicação das acções recomendadas indicadas no FMECA da LCGSXL (ver ANEXO VII).

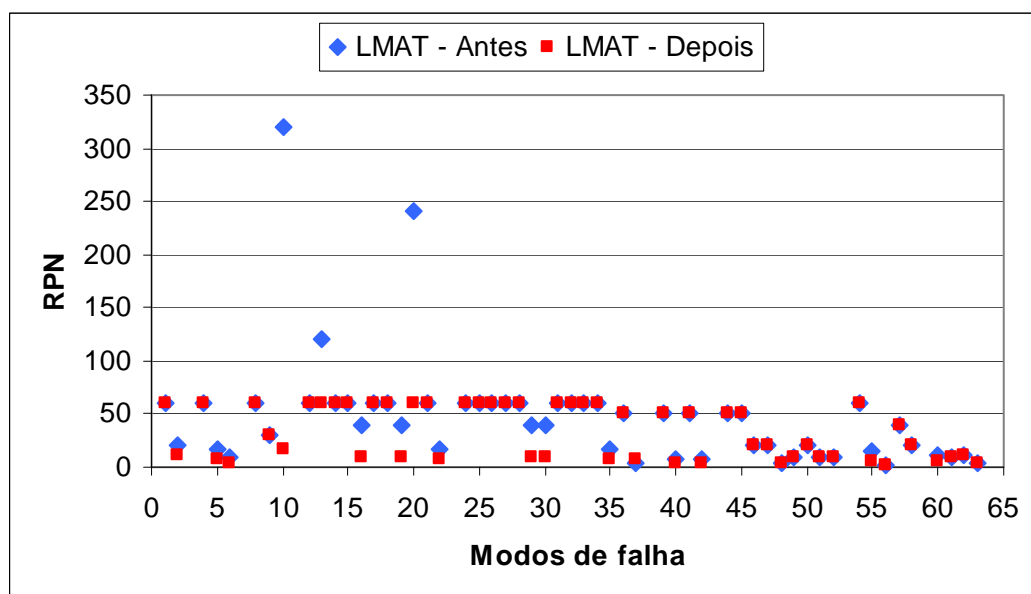


Figura 8.2 – Distribuição dos RPN dos componentes da LCGSXL.

## 8.2 – Conclusões sobre os resultados obtidos

Antes de tudo, é necessário salientar que os resultados obtidos estão fortemente condicionados aos conhecimentos técnicos sobre LMAT do autor, porque toda aplicação da metodologia RCM às LMAT foi feita pelo próprio.

Verifica-se de facto que a metodologia RCM é uma metodologia de manutenção sistematizada que para além de permitir uma aprendizagem sistematizada em relação aos componentes em análise, permite uma avaliação mais eficaz do tipo de manutenção a aplicar a cada componente.

Quanto maiores forem os conhecimentos sobre os componentes em análise e maior for o domínio da metodologia RCM, melhores serão os resultados obtidos.

Verificou-se que aplicação da metodologia RCM às LMAT implica conhecimento do comportamento da estrutura no terreno ao longo dos anos, bem como de bons conhecimentos de projecto e construção de LMAT.

O sucesso de qualquer programa RCM depende fortemente da qualidade da informação fornecida por todos e em particular das pessoas que inspeccionam a linha (Kilroe, 2003).

Verifica-se também que a base de dados existente de incidentes da RNT, está fundamentalmente orientada para as falhas do sistema de uma forma genérica (incêndios, descargas atmosféricas, etc.). De facto grande parte dos incidentes não se deve a perda de uma determinada função de um componente da linha mas sim a factores

externos à linha. Mais de 80% das falhas tem origem externa à linha (descargas atmosféricas, incêndios, cegonhas, nevoeiro, etc.)

Assim a análise crítica de cada modo de falha foi desenvolvida com base num misto de conhecimentos e experiências que alguns intervenientes, em particular na manutenção de linhas, tiveram ao longo dos tempos.

Quanto aos resultados propriamente ditos é possível verificar, utilizando a matriz de criticidade, que as acções recomendadas diminuem a criticidade da LCGSXL.

Esta diminuição deve-se em grande parte à introdução do estudo das vibrações com a consequente aplicação dum critério mais favorável de amortecimento dos cabos, reduzindo assim as vibrações em todos os componentes, diminuindo o número de falhas aumentando o tempo de vida dos mesmos.

Embora esta diminuição apenas se baseie em suposições teóricas, não existem dúvidas que pela experiência prática em LMAT que o excesso de vibração dos cabos provoca, por exemplo, o desaperto dos parafusos do apoio e o desgaste das peças em contacto umas com as outras. Crê-se que a recente ruptura de um acessório de cadeia com a consequente queda do cabo, se deva a fadiga do material (tensões de corte elevadas) provocado pela vibração do cabo condutor.

Através da Fig.8.3 é possível verificar que o nível de criticidade diminui com a aplicação de novas acções de manutenção.

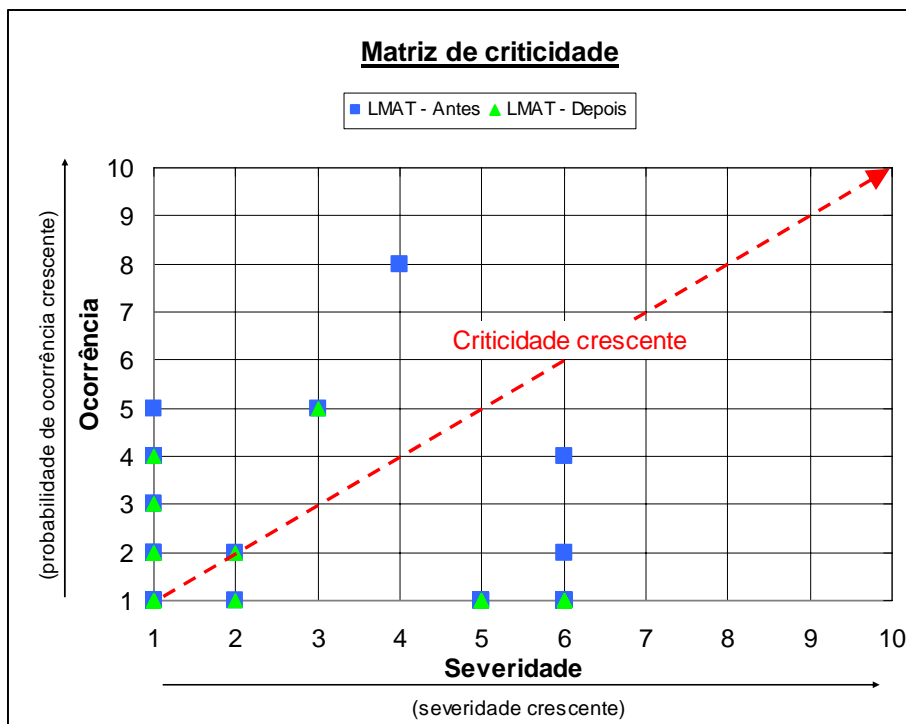


Figura 8.3 – Matriz de criticidade aplicada à LCGSXL.

Na Fig.8.4 é possível verificar uma diminuição das ocorrências de falha devido ao aumento da detectabilidade, ou seja, a incorporação da detecção das vibrações pressupõe que houve um aumento do nível de detecção das falhas antes destas causarem danos.

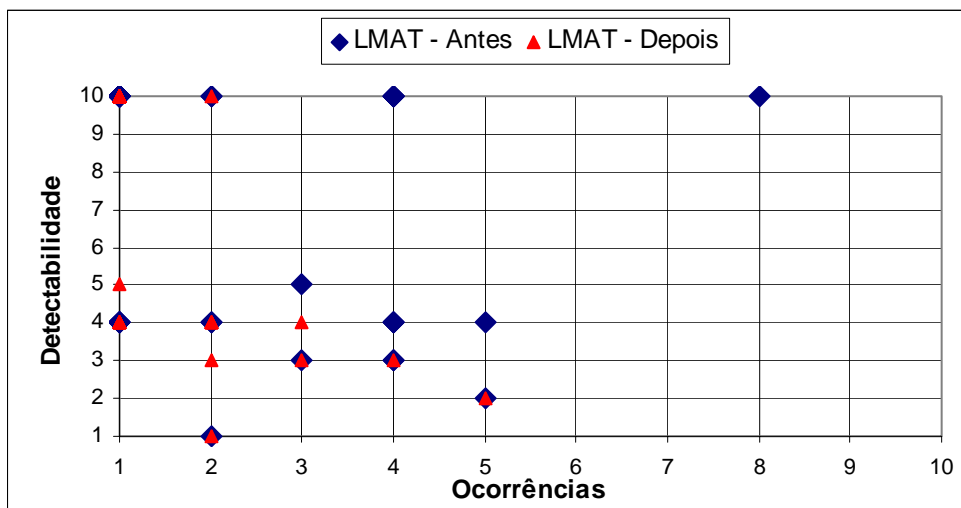


Figura 8.4 – Ocorrências versus Detectabilidade na LCGSXL.

No entanto, dada a importância da LCGSXL para SN-Longos, só será possível reduzir os efeitos das falhas da linha se houver uma segunda LMAT alimentar a SN-Longos.

Apesar das LMAT serem infra-estruturas estáticas segundo as Especificações Técnicas da REN, a teoria e a prática desenvolvida ao longo dos anos indicam que o tempo de vida útil da infra-estrutura nunca será menor que 50 anos, não há dúvidas que o aperfeiçoamento das técnicas de manutenção existentes com a introdução de novas técnicas farão das LMAT equipamentos mais fiáveis.

### 8.3 – Sugestões de melhoria

Questões de mercado e de modernização da infra-estrutura levam a que neste momento seja mais avolumado o investimento no projecto e construção de linhas e subestações (134,5 milhões de euros) do que na manutenção das infra-estruturas existentes (7 milhões de euros). No entanto, a breve prazo assistir-se-á a uma inversão de papéis o que fará da metodologia RCM um pólo de maiores atenções.

Dado o comprimento das LMAT, a disparidade de equipamentos na mesma linha e a diversidade de influências externas que esta sofre, caso se pretenda fazer uma avaliação mais rigorosa, a subdivisão da infra-estrutura em blocos com idênticas características será obrigatória.

O estabelecimento de *benchmarks* é a melhor forma de estabelecer critérios fiáveis de avaliação. Embora os critérios usados pelo autor (severidade, ocorrência, detecção) sejam uma boa indicação, uma visão mais alargada do que poderá ser mais crítico dará mais fiabilidade ao critério usado. Neste caso os *benchmarks* poderão ser seleccionados de um inquérito executado a organizações similares.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Air Transport Association in Washington DC (2002) Maintenance Program Development Document (MSG-3) Revision 2.
- Albrecht, P.F. (1978) Evaluating system Reliability, IEEE.
- Alkaim, J.L. (2003) Metodologia para Incorporar Conhecimento Intensivo às Tarefas de Manutenção Centrada na Confiabilidade Aplicada em Ativos de Sistemas Eléctricos, Universidade Federal de Santa Catarina.
- Asgarpoor, S., Doghman, M. A (1999) A Maintenance Optimization Program for Utilities Transmission and Distribution Systems, North American Power Symposium.
- Athos Corporation Reliability-Centered Maintenance (RCM) [Online]. Disponível: <http://www.athoscorp.com/RCMdetails.htm> [2003, Maio 4]
- Backlund, F. (2003) Managing the Introduction of Reliability-Centred Maintenance, Lulea University of Tecnology.
- Basille, C., Aupied, J., Sanchis, G. (1995) Application of RCM to High Voltage Substations, Conference Publication n°406 IEE.
- Beehler, M.E. (1996) Reliability Centered Maintenance for Transmission Lines, IEEE.
- Bertling, L. (2002) Reliability Centred Maintenance for Electric Power Distribution Systems, Royal Institute of Technology.
- Bowler, D.J., Primrose, P. L., Leonard, R. (1995) Economic evaluation of reliability-centred maintenance (RCM) : an electricity transmission industry perspective, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 142, No. 1.
- Bowles, J.B. (2003) An Assessment of RPN Prioritization in a Failure Modes Effects and Criticality Analysis, University of South Carolina – Columbia.
- Dias, J.A.M., (2001) Fiabilidade em Redes de Distribuição de energia Eléctrica, Universidade Nova de Lisboa
- Duarte, M. (1991) Dimensionamento de cadeias de isoladores, REN S.A.
- EPRI Solutions (2004) Reliability Centered Maintenance (RCM): Customized Implementation for Substations and Overhead Transmission.
- Goodfellow, J.W. (2000) Applying Reliability Centered Maintenance (RCM) to Overhead Electric Utility Distribution Systems, IEEE.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- Haldar, A. (2004) Wood Pole Line Management Using RCM Principles, TRO Division, Newfoundland and Labrador Hydro.
- Hauge, B.S. (2002) Optimizing Intervals for Inspection and Failure-Finding Tasks, IEEE
- Kilroe, N. (2003) Line Inspections – Eyes and Ears of RCM, IEEE.
- Kinectrics Inc. (2003) Asset Management Strategies.
- Lourenço, A. e Ribeiro, O. (2001) Transporte de Electricidade - 50 anos, REN S.A.
- Moubray, J. (2000) Reliability-Centered Maintenance, Version 2.3, Industrial Press, Inc.
- McMahon, B. (1995) Reliability and Maintenance Practices for Australian and New Zealand HV Transmission Lines, Conference Publication nº 406 IEE.
- NASA Headquarters (2000) Reliability Centered Maintenance Guide for Facilities and Collateral Equipment
- Nichols, J., Matusheski, B. (2000) Maintaining Substation Reliability Using an Asset Management Strategy, Electricity Today magazine
- Noor, M.J.M., Birtwhistle, D. and Bell, S.C. (2004) Application of Knowledge-based Expert System to High-voltage Transmission Line Maintenance, Queensland.
- Nova Scotia Utility (2005) Nova Scotia Utility and Review Board.
- Nowlan, S., Heap, H. (1978) Reliability Centered Maintenance, United Airlines
- Pierpoint, T.J. (2001) RCM-The Driver for T&D Condition-Based Maintenance-A Utility Perspective, IEEE.
- Power Delivery Group News (1997) RCM Conference Highlights Application Success Stories.
- Power Systems Engineering Research Center (2003) Risk-Based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Transmission System Equipment.
- Pride, A. Reliability-Centered Maintenance (RCM) [Online]. Disponível: <http://www.wbdg.org/design/rcm.php> [2005, Junho 18]
- Pulkkinen, U., Simola, K., Hirvonen, R., Lemstrom, B., Koskinen, M. (2002) Availability Analysis of the Finnish Electricity Transmission Network, Industrial Systems Review.
- Rede Eléctrica Nacional. S.A. Página pessoal da [REN, S.A.] (actualização diária). [Online]. Disponível: <http://www.ren.pt/home.asp> [2005, Maio 25]



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

Regulamento de Segurança das Instalações Eléctricas Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18 de Fevereiro.

*ReliaSoft Corporation*, [Online]. Disponível:

[http://www.weibull.com/SystemRelWeb/a\\_brief\\_introduction\\_to\\_probability\\_theory.htm](http://www.weibull.com/SystemRelWeb/a_brief_introduction_to_probability_theory.htm) Acesso em: 2005, Julho 10

Renforth, L., White, J.P., Nelson, R.F. (1999) The economic case for RCM of overhead lines in the UK, *Power Engineering Journal*.

REN, S.A. (2004) Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à Rede em 31 de Dezembro de 2004.

REN, S.A. (2004) Índice de Criticidade de Linhas e Subestações em 2004.

REN, S.A. (2002) Normativo para Identificação de Instalações da RNT, revisão de 31 de Dezembro de 2002.

REN, S.A. (2004) Relatório Qualidade de serviço.

Ribeiro, R.T., Pinto, N.F.A. Manutenção Centrada em Confiabilidade Aplicada em Instalações de Gás Natural do Gasoduto Bolívia Brasil [Online]. Disponível: [http://www.gasnet.com.br/artigos/artigos\\_view2.asp?cod=527](http://www.gasnet.com.br/artigos/artigos_view2.asp?cod=527) [2004, Junho]

Ricard, J., Delpet, R., Lajoie-Mazenc, C. (2004) Application de L'O.M.F. aux Laisons Aeriennes a Réseau de Transport d'Électricité (RTE), CIGRÉ.

SAE Standard JA1010 (2002) A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM)

SAE Standard JA1011 (1999) Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM)

Smith, A. M. (1993) *Reliability Centered Maintenance*, McGraw-Hill, Inc

UI Corporate (2001) The United Illuminating Company Maintenance Plan for Transmission Lines and Distribution Overhead & Underground Lines.

Van Der Wal, A., Ross A.A.H.J. (2004) Condition Assessment of Overhead Lines, CIGRÉ.

# ANEXO I – CARACTERÍSTICAS DE CABOS AÉREOS

Cabos		Uso típico	Composição						Composição por camada	Diâm. cabo (mm)	Diâm. aço (mm)	Secção cabo (mm²)	Secção aço (mm²)	massa s/m.n. (daN/m)	massa neutra		Mod. Elast. (MPa)	C.Dilat. Térmica (°/k)	Carga Rotura (daN)	R cor cont a 20 °C (Ohm/m)	Kr (/k)	CCL (J/m/k)	Coef. E.Pel.
Designação	N.comercial		Nr	Dia	Tipo	Nr	Dia	Tipo							min. (g/m)	max. (g/m)							
ACSR 595	Zambeze	400 kV	42	4,14	Al	7	2,32	Aç	1;6;8;14;20	31,80	6,96	594,97	29,59	1,764	5,15	7,36	61500	0,0000212	11967	0,0000511	0,00403	1497,03	1,021
ACSR/AW 517	RAIL AW	400 kV	45	3,70	Al	7	2,47	Aç	1;6;9;15;21	29,61	7,41	517,39	33,53	1,532			61937	0,0000213	11370	0,0000585	0,00403	1312,20	1,018
AAAC 1140	Aster 1140	400 kV	91	4,00	Lal					44,00		1143,51	0,00			0,00							
ACSR 485	Zebra	220 kV	54	3,18	Al	7	3,18	Aç	1;6;12;18;24	28,62	9,54	484,48	55,60	1,600	9,71	13,87	68000	0,0000193	12849	0,0000674	0,00403	1260,92	1,011
ACSR 546	Cardinal	220 kV	54	3,38	Al	7	3,38	Aç		30,38		546,00	63,00										
AAAC 570	Aster 570	220 kV	61	3,45	Lal				1;6;12;18;24	31,05		570,24	0,00	1,575		0,00	53980	0,000023	18360	0,0000583	0,0036	1397,09	1,024
ACSR 325	Bear	150 kV	30	3,35	Al	7	3,35	Aç	1;6;12;18	23,45	10,05	326,12	61,70	1,202	10,77	15,39	79500	0,0000178	10938	0,0001093	0,00403	881,06	1,003
ACSR 260	Panther	150 kV	30	3,00	Al	7	3,00	Aç		21,00	9,00	261,20	49,50	0,955			78155	0,00001773			0,00403		
ACSR 374	Tejo	150 kV	42	2,79	Al	19	2,79	Aç	1;6;12;18;24	25,11	13,95	373,90	116,40	1,584			91630	0,00001575			0,00403		
ACSR 130	Guinea	Terra	12	2,92	Al	7	2,92	Aç	1;6;12	14,60	8,76	127,24	46,88	0,586	8,16	11,65	104500	0,0000153	6646	0,0003594	0,00403	374,09	
SS 81,61	SWG 19/13	Terra				19	2,34	Aç		11,70		81,61					189820	0,0000115	7200	0,000177			
SS 30,10	SWG 7/13	Terra				7	2,34	Aç		7,02		30,10					193390	0,0000115	2613	0,00048			
AACSR 147.1	Pastel147.1	Terra	30	2,25	Lal	7	2,25	Aç		15,75	6,75	147,11	27,83	0,542	4,86	6,94	83970	0,0000181	8185	0,000279	0,0036	397,43	
ACSR 151,8	Coyote	Terra	26	2,54	Al	7	1,91	Aç		15,89	5,73	151,80	20,10				77340	0,000019	4835				
ACSR 195	Wolf	Terra	30	2,59	Al	7	2,59	Aç		18,13	7,77	195,00	36,90				78770	0,0000177	6913	0,00018			
ACSR 108	Leghorn	Terra	12	2,69	Al	7	2,69	Aç		13,45		108,00					105460	0,0000153	5850	0,00042			
ACSR 153	Dorking	Terra	12	3,20	Al	7	3,20	Aç	1;6;12	16,00	9,60	152,81	56,30	0,705	9,80	14,00	104500	0,0000153	7708	0,0002992	0,00403	449,26	
OPGW 2x20	(1)	Terra	12	3,15	Lal	5	3,15	ACS	(2)	15,80		132,50					90680	0,0000176	7235	0,00032			

Legenda:

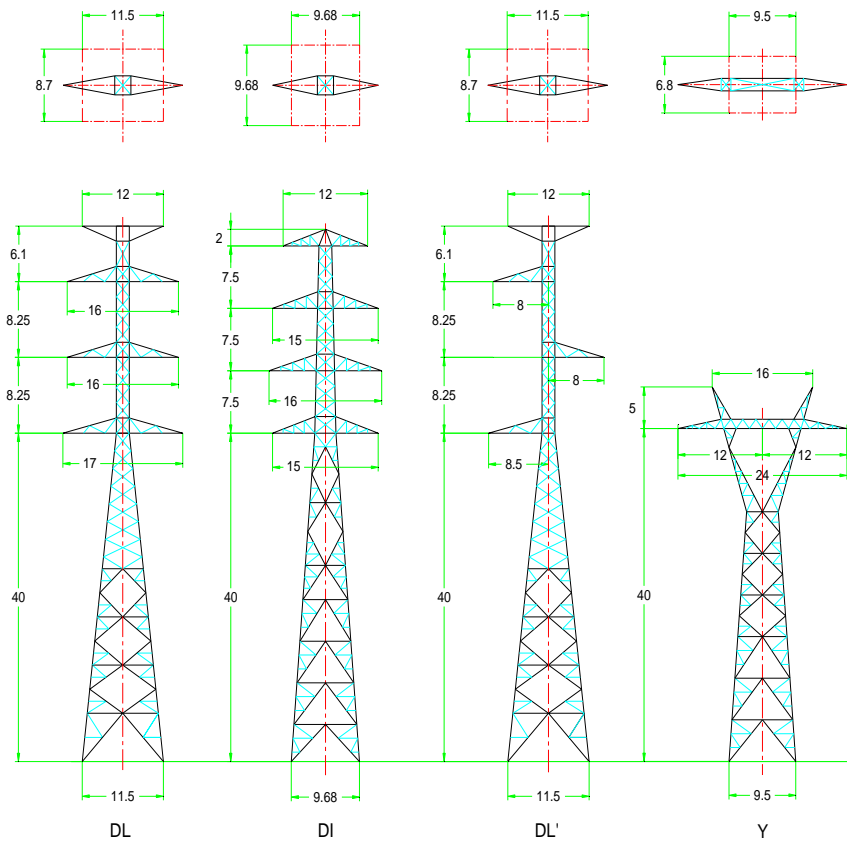
- Kr - Coeficiente de variação da resistência do cabo com a temperatura (°/k)
- CCL - Capacidade calorífica linear (J/m/k) C = Cs\*Ss+Ca\*Sa
- Cs - Calor específico do aço = 3,78+6 J/m3/k
- Ca - Calor específico do alumínio = 2,45E+6 J/m3/k
- Coef.Ef.Pel. - Coeficiente de Efeito Pelicular
- Al - Alumínio
- Aç - Aço
- ACS - Aço revestido a alumínio - aluminium claddeed steel
- Lal - Liga de alumínio

(1) OPGW AS/AA 39/94 AST 2x 20 F

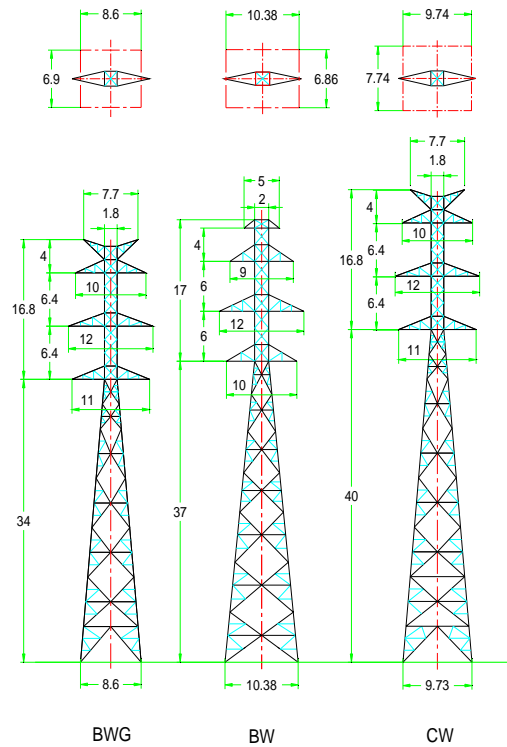
(2) 5xACS + 2xTubos aço inox com 20 fibras cada um + 12xLal

# ANEXO II – APOIOS TÍPICOS DA REDE

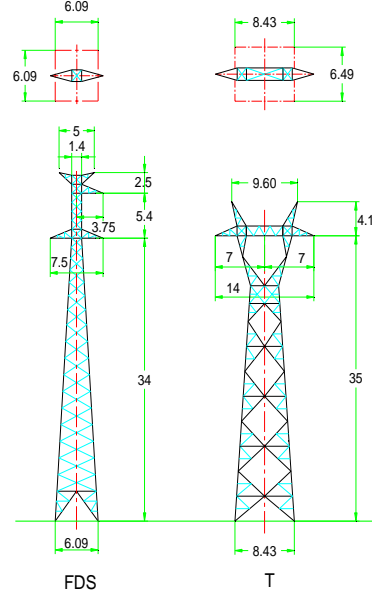
APOIOS PARA LINHAS SIMPLES E DUPLA A 400 kV



APOIOS PARA LINHAS A 220 kV



APOIOS PARA LINHAS SIMPLES A 150 kV



## ANEXO III – ISOLADORES TÍPICOS DA REDE

DESIGNAÇÃO (CEI):	U 70 BS	U160 BS	Antipoluição - 100 kN	Antipoluição - 160 kN
<b>I) CARACTERÍSTICAS DIMENSIONAIS:</b>				
DIÂMETRO NOMINAL MÁXIMO:	255 mm	280 mm	280 mm	320 mm
DIÂMETRO DO ESPIGÃO (Segundo Publicação CEI 120):	16 mm	20 mm	16 mm	20 mm
PASSO:	127 mm	146 mm	146 mm	170 mm
LINHA DE FUGA NOMINAL MÍNIMA:	302 mm	370 mm	445 mm	540 mm
<b>II) CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS:</b>				
TENSÃO SUPORTÁVEL A SECO A 50 HZ-1 min:	70 kV (eficaz)	75 kV (eficaz)	70 kV (eficaz)	75 kV (eficaz)
TENSÃO SUPORTÁVEL SOB CHUVA A 50 HZ-1 min:	40 kV (pico)	45 kV (pico)	40 kV (pico)	45 kV (pico)
TENSÃO SUPORTÁVEL AO CHOQUE AMOSFÉRICO:	100 kV (pico)	110 kV (pico)	100 kV (pico)	110 kV (pico)
TENSÃO MÍNIMA DE PERFURAÇÃO EM ÓLEO:	115 kV (eficaz)	130 kV (eficaz)	130 kV (eficaz)	130 kV (eficaz)
<b>III) CARACTERÍSTICAS ELECTROMECÂNICAS:</b>				
CARGA DE ROTURA MÍNIMA GARANTIDA:	70 kN	160 kN	100 kN	160 kN
<b>IV) CARACTERÍSTICAS DOS COMPONENTES:</b>				
SAIA DIELÉCTRICA:	Vidro temperado ou porcelana	Vidro temperado ou porcelana	Vidro temperado ou porcelana	Vidro temperado ou porcelana
CAMPÂNULA:	Ferro fundido maleável	Ferro fundido maleável	Ferro fundido maleável	Ferro fundido maleável
ESPIGÃO:	Aço forjado $\geq 65 \text{ kgf/mm}^2$	Aço forjado $\geq 65 \text{ kgf/mm}^2$	Aço forjado $\geq 65 \text{ kgf/mm}^2$	Aço forjado $\geq 65 \text{ kgf/mm}^2$
CIMENTO DE COLAGEM:	Cimento aluminoso	Cimento aluminoso	Cimento aluminoso	Cimento aluminoso
GOLPILHAS:	Bronze fosforoso ou aço inox	Bronze fosforoso ou aço inox	Bronze fosforoso ou aço inox	Bronze fosforoso ou aço inox

## ANEXO IV – ÍNDICE DE CRITICIDADE DAS LINHAS EM 2004

### CLASSIFICAÇÃO DAS LINHAS DE MUITO ALTA TENSÃO

A hierarquização das linhas permite determinar as mais críticas, possibilitando racionalizar a afectação de recursos.

Os parâmetros a considerar são os seguintes:

#### **C1 – Importância da Instalação**

C11 – Carga Média Anual

C12 – Severidade das Indisponibilidades Fortuitas

C13 – Clientes/Produtores/Interligações

#### **C2 – Factores Ambientais**

C21 – Vegetação

C22 – Poluição

C23 – Descargas Atmosféricas

C24 – Cegonhas

#### **C3 – Idade**

#### **C4 – Segurança de pessoas e bens**

**Carga Média Anual** – Este critério traduz a importância da linha do ponto de vista da rede em que está inserida.

**Severidade das Indisponibilidades Fortuitas** – Este critério traduz o impacto que uma indisponibilidade fortuita da linha tem nos restantes elementos de rede.

**Clientes/Produtores/Interligações** – quantifica a prioridade a dar à manutenção das linhas das quais depende a ligação a clientes/produtores importantes, bem como, a prioridade a dar às linhas de interligação, dada a sua importância para o controlo frequência – potência e segurança global do sistema.

**Factores Ambientais** – Este critério traduz a maior ou menor exposição de cada linha a agentes ambientais e atmosféricos adversos, ao longo do seu traçado.

Nas linhas aéreas os factores a considerar são o atravessamento de zonas muito arborizadas, poluição (com existência de nevoeiro ou neblina), descargas atmosféricas e cegonhas.

**Idade** – quantifica a prioridade a dar à manutenção das linhas mais antigas e por isso potencialmente sujeitas a mais avarias.

**Segurança de pessoas e bens** – nível de gravidade que eventuais avarias ocorridas nas linhas podem provocar em pessoas e bens (essencialmente externos à empresa).

### **Cálculo da Importância das Linhas – Índice Crítico**

A importância da Linha é determinada através do cálculo de um índice que se designou por Índice Crítico.

A cada parâmetro considerado para cálculo do Índice Crítico das Linhas atribui-se um factor de ponderação (F.P.), conforme a tabela seguinte:

Tabela IV.1 – Principais factores de ponderações das linhas em 2004.

	<b>Carga Média Anual</b>	<b>Severidade Indisponibilidades Fortuitas</b>	<b>Importância Clientes/Produtores /Interligações</b>	<b>Factores Ambientais</b>	<b>Idade</b>	<b>Segurança Pessoas e bens</b>	<b>TOTAL</b>
F.P. (%)	37,50	18,75	18,75	10	5	10	100

O Índice Crítico é o somatório dos valores unitários de cada parâmetro multiplicados pelos factores de ponderação respectivos.

O valor unitário do parâmetro “Carga Média Anual” é o resultado da conjugação de dois valores unitários, resultantes das divisões do respectivo valor associado ao circuito em causa, pelo máximo valor de entre todos os circuitos (majorante) e pelo valor da potência máxima de transporte do circuito (regime de verão).

O valor unitário final deste parâmetro é obtido pela média ponderada dos dois valores unitários, com pesagem 2 no primeiro valor e 1 no segundo.

No caso dos circuitos que alimentam o Algarve, dada a sazonalidade das cargas, foi considerada apenas a carga média anual dos meses de Verão.

Para o parâmetro “Idade” idêntica metodologia foi utilizada, isto é, dividiu-se o valor associado ao circuito em causa pelo majorante (máximo valor de entre todos os

circuitos). No cálculo deste parâmetro foi considerada a média de idades dos vários segmentos de circuito, sendo essa média afectada de um factor de 0,7 no caso de circuitos sujeitos a “*uprating/upgrading*”.

Para os restantes parâmetros o valor unitário obtém-se através da tabela que segue.

Tabela IV.2 – Factores intermédios de ponderações das linhas em 2004.

Severidade das Indisponibilidades Fortuitas	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Perda de uma instalação mono-alimentada e sem recurso pela rede de Distribuição;</li> <li>– Perda de uma instalação cuja alimentação é feita por uma linha dupla e sem recurso pela rede de Distribuição;</li> <li>– Probabilidade da ocorrência de sobrecargas noutros elementos de rede <math>\geq 16,67\%</math> (ocorrência de 4 ou mais cenários de sobrecarga num conjunto de 24 cenários);</li> <li>– Violação do critério de tensão nas subestações por indisponibilidade fortuita de um circuito 400 kV (impacto regional);</li> <li>– Nº de ocorrências x valor médio de sobrecarga <math>\geq 60</math>.</li> </ul>	= 1
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Perda de uma instalação mono-alimentada com recurso pela rede de Distribuição;</li> <li>– Perda de uma instalação cuja alimentação é feita por uma linha dupla com recurso pela rede de Distribuição;</li> <li>– Violação dos critérios de tensão nas subestações por indisponibilidades fortuitas nos circuitos de 220 kV ou 150 kV (impacto local);</li> <li>– Nº de ocorrências x valor médio de sobrecarga ]0;60[.</li> </ul>	= 0,6
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– nº de ocorrências x valor médio de sobrecarga</li> </ul>	= 0 - 0,1

Tabela IV.3 – Factores intermédios de ponderações das linhas em 2004 (continuação).

Clientes/Produtores/Interligações	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Interligações com a Regime Especial de Exploração (REE) e linhas adjacentes que garantem a capacidade de importação/exportação, Linhas de 220 kV e 400 kV que alimentam zonas populacionais de elevada densidade (zonas urbanas da Grande Lisboa e Grande Porto) e Clientes MAT com potência média anual <math>\geq 10</math> MW – 1</li> <li>– Produtores Térmicos, restantes Clientes MAT e Clientes AT – 0,6</li> <li>– Produtores Hídricos – 0,1</li> </ul>	
Segurança Pessoas e Bens (% de vãos que atravessam zonas urbanas, vias rodoviárias, vias ferroviárias e linhas AT/MT)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <math>&gt; 40\%</math> -1</li> <li>– <math>5\% - 40\%</math> – 0,6</li> <li>– <math>&lt;5\%</math> – 0,1</li> </ul>	
Factores Ambientais	Vegetação (% de vãos com árvores cortadas)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <math>&gt;50\%</math> – 1</li> <li>– <math>10\% - 50\%</math> – 0,6</li> <li>– <math>&lt;10\%</math> – 0,1</li> </ul>
	Poluição (% de apoios com cadeias lavadas ou localizados em zonas críticas de poluição)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <math>&gt;25\%</math> – 1</li> <li>– <math>5\% - 25\%</math> – 0,8</li> <li>– <math>&lt;5\%</math> – 0,1</li> </ul>
	Descargas Atmosféricas (Valor máximo do índice ceráunico das zonas que a linha atravessa)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <math>&gt;13</math> – 1</li> <li>– <math>6-12</math> – 0,6</li> <li>– <math>&lt;6</math> – 0,1</li> </ul>
	Cegonhas (% de apoios com ninhos ou ninhos em zonas críticas)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <math>&gt;25\%</math> ou existência de um ou mais ninhos em zonas críticas – 1</li> <li>– <math>&gt;0\%-25\%</math> – 0,6</li> <li>– <math>0\%</math> – 0,1</li> </ul>

O valor unitário final dos Factores Ambientais é obtido pela média simples dos 4 factores.



## ANEXO IV – ÍNDICE DE CRITICIDADE DE LINHAS EM 2004

Tabela IV.4 – Extracto da tabela de índices de criticidade das linhas em 2004.

Instalação						Importância da Instalação									Factores Ambientais										Idad e	Segurança de pessoas e bens		Índice de criticidade		
Circuito						Carga Média Anual						Clientes/ Produtores/ Interlig.			C1	Vegetação		Poluição		Descargas atmosféricas		Cegonhas		C2	C3	C4				
Cód.	Sigla	kV	Zona	Nº Apoios	km	Capac. Verão RP (MW)	Pot. média anual (MW)	Pmed/Max {Pmed_n}	Pmed/ Capacidade	C11	C12	Observ.	C13		Zonas críticas	C21	Zonas críticas	C22	Índice cerâmico	C23	Zonas críticas	C24						Valor	ABC	
L4032	LPGCLL/FR	400	sul	165	65,537	727	363	60%	50%	0,57	1	Interlig1	1	0,78	58%	1,0	6%	0,8	10	0,6	1%	0,6	0,75	0,47		19%	0,1	70%	A	
L4021	LALCTL1	400	norte	3	1,118	953	603	100%	63%	0,88	0,1	Interlig1	1	0,71	50%	0,6	0%	0,1	20	1	0%	0,1	0,45	0,17		33%	0,6	65%	A	
L4031	LPGRM	400	sul	219	81,343	1058	319	53%	30%	0,45	0,6	Interlig2	1	0,63	50%	0,6	27%	1	10	0,6	6%	0,6	0,70	0,47		20%	0,6	62%	A	
L2141	LCGSXL	220	sul	158	56,777	184	39	7%	21%	0,11	1	Cliente MAT	1	0,56	30%	0,6	51%	1	10	0,6	5%	0,6	0,70	0,68		42%	1	62%	A	
L1049	LVMED3/MAA	150	norte	43	11,650	125	59	10%	47%	0,22	1	Cliente MAT	1	0,61	25%	0,6	0%	0,1	10	0,6	0%	0,1	0,35	0,53		58%	1	62%	A	
L4007	LPMFN	400	sul	174	68,056	1058	474	79%	45%	0,67	0,1		0,6	0,51	17%	0,6	46%	1	10	0,6	9%	1	0,80	0,4		36%	0,6	54%	A	
L2117	LRRCT	220	norte	85	29,275	184	78	13%	42%	0,23	0,6	220 zona Porto	1	0,51	10%	0,6	0%	0,1	15	1	0%	0,1	0,45	0,19		51%	1	54%	A	
L1008	LSVPA	150	sul	84	34,003	96	58	10%	60%	0,26	0,6		0,6	0,43	2%	0,1	60%	1	10	0,6	12%	0,6	0,58	0,98		89%	1	53%	A	
L2128	LFNCH	220	sul	59	19,527	247	103	17%	42%	0,25	0,6	220 zona Lisboa	1	0,53	5%	0,1	86%	1	5	0,1	0%	0,1	0,33	0,05		95%	1	53%	A	
L1072	LPMSXS/FF/S	150	sul	85	29,681	125	46	8%	37%	0,17	1		0,6	0,49	7%	0,1	12%	0,8	10	0,6	0%	0,1	0,40	0,4		55%	1	53%	A	
L2137	LCGSV	220	sul	83	31,740	184	61	10%	33%	0,18	0,6	220 zona Lisboa	1	0,49	7%	0,1	60%	1	3	0,1	0%	0,1	0,33	0,51		71%	1	52%	A	
L2129	LAMCH/TJ	220	sul	54	16,718	184	67	11%	36%	0,19	0,6	220 zona Lisboa	1	0,50	6%	0,1	74%	1	5	0,1	0%	0,1	0,33	0,21		72%	1	52%	A	
L4012	LALRA1	400	norte	148	59,057	1058	356	59%	34%	0,51	0,1	Interlig2	1	0,53	50%	0,6	0%	0,1	15	1	0%	0,1	0,45	0,23		39%	0,6	51%	A	
L4019	LALRA2	400	norte	157	59,561	1058	350	58%	33%	0,50	0,1	Interlig2	1	0,52	50%	0,6	0%	0,1	15	1	0%	0,1	0,45	0,23		32%	0,6	51%	A	
L2138	LFNSV2	220	sul	37	15,069	184	30	5%	16%	0,09	0,6	220 zona Lisboa	1	0,44	8%	0,1	92%	1	5	0,1	0%	0,1	0,33	0,75		78%	1	50%	A	
L4017	LCSNSN4	400	sul	37	11,966	319	283	47%	89%	0,61	0,1		0,6	0,48	68%	1,0	54%	1	5	0,1	0%	0,1	0,55	0,32		32%	0,6	49%	A	
L4016	LCSNSN3	400	sul	37	11,966	319	282	47%	88%	0,61	0,1		0,6	0,48	68%	1,0	54%	1	5	0,1	0%	0,1	0,55	0,32		32%	0,6	49%	A	
L2100	LFNAM3/CH	220	sul	65	20,774	247	154	25%	62%	0,38	0,1	220 zona Lisboa	1	0,46	6%	0,1	72%	1	5	0,1	0%	0,1	0,33	0,09		74%	1	48%	A	
L4034	LFNAM5	400	sul	44	0,000	1058	290	48%	27%	0,41	0,1	400 zona Lisboa	1	0,48	7%	0,1	0%	0,1	5	0,1	0%	0,1	0,10	0,02		77%	1	47%	A	
L1060	LRARU	150	norte	16	5,102	96	51	8%	54%	0,24	0,6		0,6	0,42	50%	0,6	0%	0,1	10	0,6	0%	0,1	0,35	0,43		44%	1	47%	A	
L4039	LFASN	400	sul	170	59,402	1058	109	18%	10%	0,15	1	Interlig2	1	0,58	0%	0,1	0%	0,1	10	0,6	0%	0,1	0,23	0,04		14%	0,1	47%	A	
L1088	LFTFR/PC	150	sul	28	10,918	96	32	5%	33%	0,15	1		0,6	0,47	25%	0,6	0%	0,1	10	0,6	0%	0,1	0,35	0,34		21%	0,6	47%	A	
L2110	LRRVM1	220	norte	56	20,221	184	106	18%	58%	0,31	0,1	220 zona Porto	1	0,43	25%	0,6	0%	0,1	10	0,6	0%	0,1	0,35	0,19		46%	1	47%	A	
L1087	LOQNV	150	sul	60	21,966	96	11	2%	11%	0,05	1	Cliente MAT	1	0,53	5%	0,1	100%	1	10	0,6	0%	0,1	0,45	0,34		17%	0,1	47%	A	
L1054	LCDRA2/GR	150	norte	90	36,809	96	27	5%	28%	0,12	0,6		0,6	0,36	75%	1,0	0%	0,1	15	1	0%	0,1	0,55	0,72		51%	1	46%	A	
L2055	LAGPR2/MRT	220	norte	77	37,919	184	91	15%	50%	0,27	0,6		0,6	0,43	75%	1,0	0%	0,1	15	1	0%	0,1	0,55	0,42		32%	0,6	46%	A	
L2054	LAGPR1	220	norte	75	30,437	184	91	15%	49%	0,26	0,6		0,6	0,43	75%	1,0	0%	0,1	15	1	0%	0,1	0,55	0,43		24%	0,6	46%	A	
L2080	LBTAAV	220	norte	75	28,148	295	111	18%	38%	0,25	0,6	Interlig1	1	0,52	15%	0,6	0%	0,1	15	1	0%	0,1	0,45	0,23		4%	0,1	46%	A	
L4001	LRMPM	400	sul	234	88,317	1058	296	49%	28%	0,42	0,1		0,6	0,39	60%	1,0	15%	0,8	10	0,6	39%	1	0,85	0,47		28%	0,6	46%	A	
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

## ANEXO V – FUNÇÕES E FALHAS FUNCIONAIS DA LCGSXL

<u>Componentes</u>		<u>Função</u>		<u>Falha Funcional (perda da função)</u>	
<b><u>Cabos condutores</u></b>					
1	Cabo ACSR	1	Transportar energia eléctrica	1	Impossível ou grande limitação no transporte energia eléctrica
<b><u>Acessórios de cabo condutor</u></b>					
2	Uniões de compressão	1	Permite a ligação entre duas pontas de cabo	1	Impossível o fluxo de energia eléctrica
				2	Limitação do fluxo de energia eléctrica
3	Amortecedor	1	Permite atenuar as vibrações no cabo	1	Excesso de vibração dos cabos
<b><u>Cadeia de isoladores</u></b>					
4	Cadeia de isolador de vidro	1	Permite isolar o condutor da estrutura	1	Impossível isolar energia eléctrica que o cabo transporta
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador suspensão</u></b>					
5	Caixa de charneira e charneira	1	Permite a ligação do isolador à estrutura	1	Não existe ligação do isolador à estrutura
6	Olhal bola	1	Permite a ligação do isolador à charneira e de suporte para a haste de descarga	1	Não existe ligação do isolador à charneira nem suporte para a haste de descarga
7	Ligador direito superior (apenas suspensão dupla)	1	Permite a ligação do balanceiro à charneira.	1	Não existe a ligação do balanceiro à charneira.
8	Balanceiro superior (apenas na suspensão dupla)	1	Permite a ligação de duas cadeias de isoladores à estrutura e de suporte à haste de descarga	1	Não existe a ligação das cadeias de isoladores à estrutura nem suporte para a haste de descarga
9	Hastes de desc. Superior	1	Permite a criação de caminho preferencial para descarga	1	Não é possível a descarga pela haste de descarga
10	Ligador direito superior (apenas suspensão dupla)	1	Permite a ligação do balanceiro à charneira.	1	Não existe a ligação do balanceiro à charneira.

## ANEXO V – FUNÇÕES E FALHAS FUNCIONAIS DA LCGSXL

<u>Componentes</u>		<u>Função</u>		<u>Falha Funcional (perda da função)</u>	
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador suspensão (cont.)</u></b>					
11	Balanceiro inferior (apenas na suspensão dupla)	1	Permite a ligação de duas cadeias de isoladores à estrutura e de suporte à haste de descarga	1	Não existe a ligação das cadeias de isoladores à estrutura nem suporte para a haste de descarga
12	Anel de guarda inferior	1	Permite homogeneizar o campo eléctrico entre o isolador e a pinça.	1	Não é possível a homogeneização do campo eléctrico entre o isolador e a pinça.
13	Ball-socket	1	Permite ligar o isolador à pinça	1	Não é possível a ligação do isolador à pinça
14	Pinça de suspensão AGS	1	Permite ligar o condutor ao isolador	1	Não é possível a ligação do condutor ao isolador
				2	Limitação do fluxo de energia eléctrica
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla</u></b>					
15	Caixa de charneira e charneira	1	Permite a ligação do isolador à estrutura	1	Não existe ligação do isolador à estrutura
16	Prolongo	1	Permite o ajustamento da ligação do isolador à estrutura no momento de montagem.	1	Não existe a ligação do isolador à estrutura
17	Ligador cruzado superior	1	Permite a ligação e rotação em 90° do balanceiro em relação à charneira.	1	Não existe a ligação do balanceiro à charneira.
18	Balanceiro superior	1	Permite a ligação de duas cadeias de isoladores à estrutura e de suporte à haste de descarga	1	Não existe a ligação das cadeias de isoladores à estrutura nem suporte para a haste de descarga
19	Olhal bola	1	Permite a ligação das cadeias de isoladores à ao balanceiro	1	Não existe ligação do isolador à charneira
20	Hastes de desc. Superior	1	Permite a criação de caminho preferencial para descarga	1	Impossível a criação de caminho preferencial para descarga
21	Anel de guarda inferior	1	Permite homogeneizar o campo eléctrico entre o isolador e a pinça.	1	Impossível homogeneizar o campo eléctrico entre o isolador e a pinça.
22	Ball-socket	1	Permite ligar o isolador à pinça	1	Não é possível a ligação do isolador à pinça

## ANEXO V – FUNÇÕES E FALHAS FUNCIONAIS DA LCGSXL

<u>Componentes</u>		<u>Função</u>		<u>Falha Funcional (perda da função)</u>	
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla (cont.)</u></b>					
23	Balanceiro inferior	1	Permite a ligação de duas cadeias de isoladores ao cabo e de suporte ao anel de guarda	1	Não existe a ligação das cadeias de isoladores à estrutura nem o suporte para o anel de guarda
24	Ligador cruzado inferior	1	Permite a ligação e rotação em 90° do balanceiro em relação à pinça.	1	Não existe a ligação do balanceiro e a pinça
25	Pinça de amarração	1	Permite ligar o condutor ao isolador	1	Não é possível a ligação do condutor ao isolador
				2	Limitação do fluxo de energia eléctrica
26	Fiador e terminal fiador	1	Permite interligar dois condutores num apoio	1	Impossível o fluxo de energia eléctrica entre os dois condutores ligados ao apoio
				2	Limitação do fluxo de energia eléctrica
<b><u>Cabos guarda</u></b>					
27	Cabo Guinea	1	Interligar electricamente os apoios, criar cone protecção aos cabos condutores e transporte de dados.	1	Impossível ou grande limitação na interligação eléctrica dos apoios, criação de cone protecção aos cabos condutores e transporte de dados.
28	Cabo OPGW	1	Interligar electricamente os apoios, criar cone protecção aos cabos condutores e transporte de dados.	1	Impossível ou grande limitação na interligação eléctrica dos apoios, criação de cone protecção aos cabos condutores e transporte de dados.
<b><u>Acessórios de cabos de guarda</u></b>					
29	Caixa de charneira e charneira	1	Ligar o cabo de guarda ao apoio	1	Perda da ligação do cabo de guarda ao apoio
30	Prolongo	1	Permite o ajustamento da ligação do cabo à estrutura no momento de montagem.	1	Não existe a ligação do cabo à estrutura
31	Pinça de suspensão AGS	1	Ligar o cabo de guarda ao apoio	1	Perda da ligação do cabo de guarda ao apoio
32	Pinça de amarração	1	Ligar o cabo de guarda ao apoio	1	Perda da ligação do cabo de guarda ao apoio

## ANEXO V – FUNÇÕES E FALHAS FUNCIONAIS DA LCGSXL

<u>Componentes</u>		<u>Função</u>		<u>Falha Funcional (perda da função)</u>	
<b><u>Acessórios de cabos de guarda (cont.)</u></b>					
33	Fiador, terminal fiador, ligador e terminal da estrutura	1	Ligar o cabo de guarda ao apoio	1	Perda da ligação do cabo de guarda ao apoio
34	Amortecedor	1	Permite atenuar as vibrações no cabo	1	Excesso de vibração dos cabos
35	Uniões de compressão	1	Permite a ligação entre duas pontas de cabo	1	Perda da ligação entre duas pontas do cabo de guarda
36	Sinalizador para aves (BFD)	1	Compatibilizar a presença dos cabos de guarda com as aves	1	Incompatibilidade dos cabos de guarda com as aves
37	Esfera de balizagem	1	Permite sinalizar o cabo	1	Cabo sem sinalização
<b><u>Apoios</u></b>					
38	Estrutura (cantoneiras, paraf. E anilhas da estrutura)	1	Permite criar uma estrutura de apoio aos cabos, isoladores e outros de forma a que a distancia regulamentar dos cabos aos obstáculos seja cumprida	1	Perda ou limitação na estrutura
39	Sinalética do apoio - Chapa com nº de apoio - Chapa com nº de telef. - Chapa com símb. REN - Chapa com símbolo “Perigo de Morte” - Lâmpadas sinalização	1	Permite a identificação do apoio	1	Perda da identificação do apoio
40	Dissuasores de poiso e nidific.	1	Permite dissuadir o poiso e nidificação em determinadas zonas nos apoios	1	Poiso e nidificação em zonas desaconselhadas
41	Ninhos artificiais	1	Permite a nidificação em zona segura	1	Nidificação em zonas não aconselhadas

## ANEXO V – FUNÇÕES E FALHAS FUNCIONAIS DA LCGSXL

---

<u>Componentes</u>		<u>Função</u>		<u>Falha Funcional (perda da função)</u>	
<b><u>Fundações</u></b>					
42	Betão, armadura de ferro e volume de terra estabilizante	1	Criar plataforma estável para o apoio	1	Instabilidade do apoio
43	Acessórios de rede terra - Ligador - Estaca - Fita - Cabo	1	Criar circuito de drenagem de correntes de defeito/fuga	1	Interrupção do circuito de drenagem de correntes de defeito/fuga

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>			<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>	
<u>Causas prováveis</u>					
<u>Cabos condutores</u>					
1	1	Ruptura	32% - descarga atmosférica 32% - incêndio 32% - colisão 1% - corrosão 1% - vibração 1% - erro de montagem 1% - defeito de fabrico	A ruptura de cabos condutores provoca a queda destes ao solo ou em cima dos obstáculos que sobrepassa. A queda ao solo ou em cima dos obstáculos provoca o accionamento das protecções dessa linha que por sua vez darão ordem de abertura aos disjuntores das extremidades da mesma, provocando o corte no fluxo de energia desta linha. Além das consequências para rede acresce os danos provocados pela colisão dos cabos com o solo ou com os mais diversos obstáculos.	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
	2	Fios partidos	50% - vibração 50% - descarga atmosférica	Alguns fios partidos não causam problemas de transporte de energia, no entanto caso sejam muitos poderá causar a ruptura do cabo tendo como consequência o descrito no caso da ruptura de cabo.	Alguns fios partidos não causam problemas de transporte de energia, no entanto caso sejam muitos poderá causar a ruptura do cabo tendo como consequência o descrito no caso da ruptura de cabo.
<u>Acessórios de cabo condutor</u>					
2	1	Ruptura	33% - erro de montagem 32% - vibração 7% - descarga atmosférica 7% - incêndio 7% - colisão 7% - corrosão 7% - defeito de fabrico	A ruptura da união tem consequências idênticas as da ruptura de cabos, ou seja, a queda destes ao solo ou em cima dos obstáculos, provocando o corte do fluxo energético dessa linha.	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>			<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>		<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>
<u>Causas prováveis</u>					
<u>Acessórios de cabo condutor (cont.)</u>					
2	2	Perda de condutibilidade eléctrica	33% - erro de montagem 32% - vibração 7% - descarga atmosférica 7% - incêndio 7% - colisão 7% - corrosão 7% - defeito de fabrico	A perda de condutibilidade eléctrica da união, caracteriza-se pelo o aumento da resistividade de contacto, que por efeito de Joule provoca aumento da temperatura de contacto. Este aumento de temperatura pode ser tal que leve à ruptura da união.	Limitação no transporte de energia eléctrica. Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
3	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	A ruptura do amortecedor pode diminuir de forma significativa as condições mínimas de funcionamento da linha, podendo levar à ruptura de acessórios e cabos.	Não interfere directamente com o transporte de energia eléctrica, mas se este não existir levará a que o tempo de vida dos cabos e restantes acessórios diminua.
<u>Cadeia de isoladores</u>					
4	1	Ruptura do isolador	30% - descarga atmosférica 30% - incêndio 30% - colisão 10% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura dos isoladores são as mesmas que as da ruptura de cabos condutores, ou seja, a queda do cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia transportada pela linha.	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.



## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>			<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>	
<u>Causas prováveis</u>					
<u>Cadeia de isoladores (cont.)</u>					
4	2	Isoladores partidos	30% - descarga atmosférica 30% - incêndio 30% - colisão 10% - defeito de fabrico	A consequência de ter muitos isoladores partidos é a perda de isolamento, ou seja facilmente pode-se estabelecer uma arco eléctrico entre a estrutura e o cabo, implicando o corte de fluxo de energia transportada pela linha.	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
	3	Deposição de matéria condutora na superfície do isolador	60% - poluição+neblina 40% - pedreiras+neblina	A deposição de matéria condutora na superfície do isolador estabelece um meio condutor, criando fortes probabilidades de corte no fluxo de energia da linha devido ao accionamento das protecções.	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
<u>Acessórios de cadeia de isolador suspensão</u>					
5	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>			<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>	
<u>Causas prováveis</u>					
<u>Acessórios de cadeia de isolador suspensão (cont.)</u>					
6	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
7	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura dos acessórios que estabelecem a ligação entre os cabos condutores e o apoio são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
8	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>			<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>	
		<u>Causas prováveis</u>			
<u>Acessórios de cadeia de isolador suspensão (cont.)</u>					
9	1	Queda ao solo	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	A falta deste acessório pode levar a que em caso de descarga o contornamento não se faça por esta cadeia mas por outra.	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
10	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura dos acessórios que estabelecem a ligação entre os cabos condutores e o apoio são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
11	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>		<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>	
-	<u>Causas prováveis</u>			
<u>Acessórios de cadeia de isolador suspensão (cont.)</u>				
12	1	Queda ao solo  30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	A falta deste acessório leva a que entre o isolador e a pinça haja um elevado campo eléctrico, que pode levar à degradação desta ligação. A falta de anel de guarda pode levar também a que em caso de descarga o contornamento não se faça por esta cadeia mas por outra.	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
13	1	Ruptura  30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
14	1	Ruptura  33% - erro de montagem 32% - vibração 7% - descarga atmosférica 7% - incêndio 7% - colisão 7% - corrosão 7% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>				<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>
		<u>Causas prováveis</u>			
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador suspensão (cont.)</u></b>					
14	2	Perda de condutibilidade	33% - erro de montagem 32% - vibração 7% - descarga atmosférica 7% - incêndio 7% - colisão 7% - corrosão 7% - defeito de fabrico	A perda de condutibilidade eléctrica da pinça, caracteriza-se pelo o aumento da resistividade de contacto, que por efeito de Joule provoca aumento da temperatura de contacto. Este aumento de temperatura pode ser tal que leve à ruptura da pinça.	Limitação no transporte de energia eléctrica. Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla</u></b>					
15	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
16	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura dos acessórios que estabelecem a ligação entre os cabos condutores e o apoio são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>			<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>	
-	<u>Causas prováveis</u>				
<u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla (cont.)</u>					
17	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura dos acessórios que estabelecem a ligação entre os cabos condutores e o apoio são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
18	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
19	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>			<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>	
<u>Causas prováveis</u>					
<u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla (cont.)</u>					
20	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	A falta deste acessório leva a que em caso de descarga o contornamento se faça pela cadeia com a consequente destruição da mesma.	A falta deste acessório leva a que em caso de descarga o contornamento se faça pela cadeia com a consequente destruição da mesma.
21	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	A falta deste acessório leva a que se crie entre o isolador e a pinça um elevado campo eléctrico, que leva à degradação desta ligação.	A falta deste acessório leva a que se crie entre o isolador e a pinça um elevado campo eléctrico, que leva à degradação desta ligação.
22	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>			<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>	
<u>Causas prováveis</u>					
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla (cont.)</u></b>					
23	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
24	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
25	1	Ruptura	33% - erro de montagem 32% - vibração 7% - descarga atmosférica 7% - incêndio 7% - colisão 7% - corrosão 7% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.



## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>				<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>
		<u>Causas prováveis</u>			
<u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla (cont.)</u>					
25	2	Perda de condutibilidade	33% - erro de montagem 32% - vibração 7% - descarga atmosférica 7% - incêndio 7% - colisão 7% - corrosão 7% - defeito de fabrico	A perda de condutibilidade eléctrica da pinça, caracteriza-se pelo o aumento da resistividade de contacto, que por efeito de Joule provoca aumento da temperatura de contacto. Este aumento de temperatura pode ser tal que leve à ruptura da pinça.	Limitação no transporte de energia eléctrica. Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
26	1	Ruptura	33% - erro de montagem 32% - vibração 7% - descarga atmosférica 7% - incêndio 7% - colisão 7% - corrosão 7% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
	2	Perda de condutibilidade	33% - erro de montagem 32% - vibração 7% - descarga atmosférica 7% - incêndio 7% - colisão 7% - corrosão 7% - defeito de fabrico	A perda de condutibilidade eléctrica do terminal do fiador, caracteriza-se pelo o aumento da resistividade de contacto, que por efeito de Joule provoca aumento da temperatura de contacto. Este aumento de temperatura pode ser tal que leve à ruptura do terminal do fiador.	Limitação no transporte de energia eléctrica. Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>		<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>		<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>	
<u>Causas prováveis</u>					
<b>Cabos guarda</b>					
27	1	Ruptura de cabos	32% - descarga atmosférica 32% - incêndio 32% - colisão 1% - corrosão 1% - vibração 1% - erro de montagem 1% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura do cabo de guarda podem ser idênticas as consequências da ruptura de cabos condutores, caso os cabos de guarda atinjam os cabos condutores, ou seja, a queda do cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
	2	Fios partidos	50% - vibração 50% - descarga atmosférica	Alguns fios partidos não causam problemas, no entanto caso sejam muitos poderá causar a ruptura do cabo tendo como consequência o descrito no caso da ruptura de cabo.	Alguns fios partidos não causam problemas, no entanto caso sejam muitos poderá causar a ruptura do cabo tendo como consequência o descrito no caso da ruptura de cabo.
28	1	Ruptura de cabos	32% - descarga atmosférica 32% - incêndio 32% - colisão 1% - corrosão 1% - vibração 1% - erro de montagem 1% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura do cabo OPGW podem ser idênticas as consequências da ruptura de cabos condutores, caso os cabos de guarda atinjam os cabos condutores, ou seja, a queda do cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de ene	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente. Caso as fibras do OPGW estiverem a ser usadas haverá corte de comunicações.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>			<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>	
<u>Causas prováveis</u>					
<b><u>Cabos guarda (cont.)</u></b>					
28	2	Fios partidos	50% - vibração 50% - descarga atmosférica	Alguns fios partidos não causam problemas, no entanto caso sejam muitos poderá causar a ruptura do cabo tendo como consequência o descrito no caso da ruptura de cabo.	Alguns fios partidos não causam problemas, no entanto caso sejam muitos poderá causar a ruptura do cabo tendo como consequência o descrito no caso da ruptura de cabo.
<b><u>Acessórios de cabos de guarda</u></b>					
29	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
30	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>			<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>	
<u>Causas prováveis</u>					
<u>Acessórios de cabos de guarda (cont.)</u>					
31	1	Ruptura	33% - erro de montagem 32% - vibração 7% - descarga atmosférica 7% - incêndio 7% - colisão 7% - corrosão 7% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
32	1	Ruptura	33% - erro de montagem 32% - vibração 7% - descarga atmosférica 7% - incêndio 7% - colisão 7% - corrosão 7% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios são idênticas as consequências da ruptura de isoladores, ou seja, a queda dos cabos ao solo ou em cima dos obstáculos com o corte do fluxo de energia	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
33	1	Ruptura	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios não leva a queda do cabo mas interrompe o circuito terra, inibindo o fluxo de corrente.	Não interfere directamente com o transporte de energia eléctrica, mas se estes acessórios não existirem o escoamento da corrente de defeito será deficiente.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>			<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>	
<u>Causas prováveis</u>					
<u>Acessórios de cabos de guarda (cont.)</u>					
34	1	Ruptura de acessórios de ligação mecânica do cabo de guarda ao apoio	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura dos acessórios que estabelecem a ligação mecânica entre o cabo guarda e o apoio podem ser as mesmas que as consequências da ruptura de cabos de guarda, se os cabos de guarda atingirem os cabos condutores.	Não interfere directamente com o transporte de energia eléctrica, mas se este não existir levará a que o tempo de vida dos cabos e restantes acessórios, diminua.
35	1	Ruptura de acessórios de ligação mecânica do cabo de guarda ao apoio	33% - erro de montagem 32% - vibração 7% - descarga atmosférica 7% - incêndio 7% - colisão 7% - corrosão 7% - defeito de fabrico	As consequências da ruptura destes acessórios não leva a queda do cabo mas interrompe o circuito terra, inibindo o fluxo de corrente.	Não interfere directamente com o transporte de energia eléctrica, mas se estes acessórios não existirem o escoamento da corrente de defeito será deficiente.
36	1	Queda do sinalizador para aves	30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	A queda dos sinalizadores para aves implica a perda de sinalização dos cabos podendo levar à colisão com os mesmos.	Não interfere directamente com o transporte de energia eléctrica, mas a falta destes pode levar à degradação da imagem da concessionária da RNT perante os mais directos interessados.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>		<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>
<u>Causas prováveis</u>			
<u>Acessórios de cabos de guarda (cont.)</u>			
37	1	Queda das esferas de balizagem  30% - vibração 30% - corrosão 20% - erro de montagem 20% - defeito de fabrico	A queda das esferas de balizagem implica a perda de sinalização dos cabos podendo levar à colisão com os mesmos.   

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>		<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>
-	<u>Causas prováveis</u>		
<u>Apoios (cont.)</u>			
39	1	Queda ao solo, deterioração, vandalismo.  20% - incêndio 20% - corrosão 20% - vandalismo 20% - raios solares 10% - vibração 10% - erro de montagem	A perda de alguma identificação do apoio pode levar a problemas de comunicação ou identificação por parte dos interessados.  Caso não exista não interfere directamente com o transporte de energia eléctrica, não cumprindo porém a devida regulamentação.
40	1	Ruptura/danificação  25% - corrosão 25% - defeito de projecto 20% - defeito de fabrico 20% - erro de montagem 10% - vibração	A perda dos dispositivos de dissuasão de poiso e nidificação de cegonhas pode levar a que estas se desloquem para próximo dos cabos condutores e que provoquem interrupções no fluxo de energia.  Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
41	1	Desagregação do ninho  25% - corrosão 25% - defeito de projecto 20% - defeito de fabrico 20% - erro de montagem 10% - vibração	A falta de ninhos artificiais pode levar a que as cegonhas nidifiquem na proximidade dos condutores e que provoquem interrupções no fluxo de energia.  Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.

## ANEXO VI – MODOS E EFEITOS DA FALHA NA LCGSXL

<u>Modo Falha (causa da falha)</u>			<u>Efeitos locais da falha (o que acontece quando falha)</u>	<u>Efeitos globais da falha (o que acontece quando falha)</u>
<u>Causas prováveis</u>				
<b>Fundações</b>				
42	1	Fissuras graves no betão  30% - colisão 20% - vibração 20% - movimentação de terras 20% - incêndio 10% - descarga atmosférica	O aparecimento de fissuras graves no betão pode levar à queda do apoio, devido ao deslizamento das bases.	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente.
	2	Remoção do volume de terra estabilizante  70% - construções 30% - movimentação de terras	A remoção do volume de terra estabilizante pode levar a queda do apoio, devido ao arrancamento da sapata.	Sendo a LCGSXL uma linha que apenas serve de alimentação a um único cliente (SN-Longos ), no caso falha de um elemento desta linha que implique abertura dos disjuntores nas extremidades mesma, apenas este cliente terá corte de consumos não se prevendo corte de consumos para a restantes clientes da RNT, se as protecções dessa linha funcionarem correctamente. Caso o sistema de emergência (ERS) não possa substituir as estruturas perdidas, o período de indisponibilidade da linha será longo.
43	1	Escavação na proximidade do apoio  70% - construções 30% - movimentação de terras	O excesso de escavação na proximidade do apoio pode levar ao arrancamento do anel de terra e consequentemente à diminuição da resistência de terra.	Não interfere directamente com o transporte de energia eléctrica, diminuindo, no entanto, significativamente a capacidade de escoamento da corrente de defeito .
	2	Deterioração no solo da rede de terra  70% - colisão 30% - corrosão	A deterioração anel de terra leva à diminuição da resistência de terra.	Não interfere directamente com o transporte de energia eléctrica, diminuindo, no entanto, significativamente a capacidade de escoamento da corrente de defeito .



## ANEXO VII – ANÁLISE RPN, ACÇÕES ACTUAIS E RECOMENDADAS NA LCGSXL

-		Acção actual			Status actual				Acção recomendada			Status após				Comentários
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
Cabos condutores			por	Period.						por	Period.					
1	1	Inspecção visual	inspecção visual realizada pelo prestador de serviço externo e mão de obra interna	uma vez por ano	6	1	10	60	- Inspecção visual	prestador de serviço externo e mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	Este tipo de falhas podem acontecer se: as descargas atmosféricas directas ao cabo forem de grande capacidade, a carga combustível debaixo do cabo seja elevada (incêndio) ou se embaterem fortemente contra o cabo.
	2	Inspecção visual	inspecção visual realizada pelo prestador de serviço externo e mão obra interna	uma vez por ano	1	5	4	20	- Inspecção visual - Analise de vibrações	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	1	3	4	12	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.

ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-		Acção actual			Status actual				Acção recomendada			Status após				Comentários
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
Acessórios de cabo condutor		por	Period.						por	Period.						
2	1	- Inspeção visual	prestador de serviço externo (termografia e inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Inspeção visual	prestador de serviço externo (termografia e inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	Antes da ruptura acontecem outros fenómenos que podem ser detectados ou pelo menos minimizados (ver comentário que se segue)
	2	- Termografia	prestador de serviço externo (termografia)	uma vez por ano	1	4	4	16	- Termografia - Analise de vibrações	prestador de serviço externo (termografia) e mão obra interna (analise de vibrações)	uma vez por ano	1	2	4	8	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
3	1	- Inspeção visual	inspeção visual realizada pelo prestador de serviço externo e mão obra interna	uma vez por ano	1	1	10	10	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	1	1	4	4	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.

ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-		Acção actual			Status actual				Acção recomendada			Status após				Comentários
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
Cadeia de isoladores		por	Period.						por	Period.						
4	1	- Inspeção visual	inspecção visual realizada pelo prestador de serviço externo e mão obra interna	uma vez por ano	6	1	10	60	- Inspeção visual	inspecção visual realizada pelo prestador de serviço externo e mão obra interna	uma vez por ano	6	1	10	60	Não há memória de nenhuma queda de cabo devido à ruptura de um isolador de vidro.
	2	- Inspeção visual	inspecção visual realizada pelo prestador de serviço externo e mão obra interna	uma vez por ano	3	5	2	30	- Inspeção visual	inspecção visual realizada pelo prestador de serviço externo e mão obra interna	uma vez por ano	3	5	2	30	Não é muito frequente haver isoladores partidos nesta linha.
	3	- Inspeção visual - Lavagens	mão obra interna (inspecção visual)	uma ou duas vez por ano	4	8	10	320	- Substituir isoladores de vidro poluídos por isoladores compósitos - Ultrasons para monitorar compósitos - Inspeção visual	prestador de serviço externo (lavagens e ultrasons) e mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	2	2	4	16	A resolução deste problema passa pela substituição dos isoladores existentes nas zonas poluídas por isoladores compósito. A monitorização dos compósitos poderá ser feita através dos ultrasons.

# ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-	-	<u>Acção actual</u>			<u>Status actual</u>				<u>Acção recomendada</u>			<u>Status após</u>				<u>Comentários</u>
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
			por	Period.						por	Period.					
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador suspensão</u></b>																
5	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A melhor forma de prevenir o aparecimento de desgaste passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.
6	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	2	10	120	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A melhor forma de prevenir o aparecimento de desgaste passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.

# ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-	-	<u>Acção actual</u>			<u>Status actual</u>				<u>Acção recomendada</u>			<u>Status após</u>				<u>Comentários</u>
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
			por	Period.						por	Period.					
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador suspensão (cont.)</u></b>																
7	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A melhor forma de prevenir o aparecimento de desgaste passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.
8	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A melhor forma de prevenir o aparecimento de desgaste passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.

## ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-	-	<u>Acção actual</u>			<u>Status actual</u>				<u>Acção recomendada</u>			<u>Status após</u>				<u>Comentários</u>
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
			por	Period.						por	Period.					
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador suspensão (cont.)</u></b>																
9	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	1	4	10	40	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	1	1	10	10	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
10	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A melhor forma de prevenir o aparecimento de desgaste passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.

# ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-		Acção actual			Status actual				Acção recomendada			Status após				Comentários
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
		por	Period.							por	Period.					
Acessórios de cadeia de isolador suspensão (cont.)																
11	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A resolução deste problema passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.
12	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	1	4	10	40	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	1	1	10	10	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.

ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-	-	<u>Acção actual</u>			<u>Status actual</u>				<u>Acção recomendada</u>			<u>Status após</u>				<u>Comentários</u>
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
			por	Period.						por	Period.					
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador suspensão (cont.)</u></b>																
13	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	4	10	240	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A melhor forma de prevenir o aparecimento de desgaste passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.
14	1	- Termografia - Inspeção visual	prestador de serviço externo (termografia e inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Termografia - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual e termografia) e mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	Antes da ruptura acontecem outros fenómenos que podem ser detectados ou pelo menos minimizados (ver comentário que se segue)



ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-	-	<u>Acção actual</u>			<u>Status actual</u>				<u>Acção recomendada</u>			<u>Status após</u>				<u>Comentários</u>
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
			por	Period.						por	Period.					
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador suspensão (cont.)</u></b>																
14	2	-Termografia	prestador de serviço externo (termografia)	uma vez por ano	1	4	4	16	- Termografia - Analise de vibrações	prestador de serviço externo (termografia, inspecção visual) e mão obra interna (analise de vibrações)	uma vez por ano	1	2	4	8	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla</u></b>																
15	1	- Inspecção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações - Inspecção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A resolução deste problema passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.

# ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-	-	<u>Acção actual</u>			<u>Status actual</u>				<u>Acção recomendada</u>			<u>Status após</u>				<u>Comentários</u>
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
			por	Period.						por	Period.					
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla (cont.)</u></b>																
16	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A resolução deste problema passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.
17	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A resolução deste problema passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.

ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-	-	<u>Acção actual</u>			<u>Status actual</u>				<u>Acção recomendada</u>			<u>Status após</u>				<u>Comentários</u>
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
			por	Period.						por	Period.					
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla (cont.)</u></b>																
18	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A resolução deste problema passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.
19	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações- Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A resolução deste problema passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.

ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-	-	<u>Acção actual</u>			<u>Status actual</u>				<u>Acção recomendada</u>			<u>Status após</u>				<u>Comentários</u>
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
			por	Period.						por	Period.					
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla (cont.)</u></b>																
20	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	1	4	10	40	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	1	1	10	10	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
21	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	1	4	10	40	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	1	1	10	10	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.

# ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-	-	<u>Acção actual</u>			<u>Status actual</u>				<u>Acção recomendada</u>			<u>Status após</u>				<u>Comentários</u>
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
			por	Period.						por	Period.					
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla (cont.)</u></b>																
22	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A resolução deste problema passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.
23	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A resolução deste problema passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.

ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-	-	<u>Acção actual</u>			<u>Status actual</u>				<u>Acção recomendada</u>			<u>Status após</u>				<u>Comentários</u>
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
			por	Period.						por	Period.					
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla (cont.)</u></b>																
24	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	A detecção de possível desgaste passa pela desmontagem da cadeia, o que é impraticável. A resolução deste problema passa pela análise das vibrações do cabo em diversas épocas e assim definir o critério de colocação de amortecedores.
25	1	- Termografia - Inspeção visual	prestador de serviço externo (termografia e inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Termografia - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual e termografia) e mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	Antes da ruptura acontecem outros fenómenos que podem ser detectados ou pelo menos minimizados (ver comentário que se segue)

## ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-	-	<u>Acção actual</u>			<u>Status actual</u>				<u>Acção recomendada</u>			<u>Status após</u>				<u>Comentários</u>
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
			por	Period.						por	Period.					
<b><u>Acessórios de cadeia de isolador amarração dupla (cont.)</u></b>																
25	2	-Termografia	prestador de serviço externo (termografia)	uma vez por ano	1	4	4	16	- Termografia - Analise de vibrações	prestador de serviço externo (termografia, inspecção visual) e mão obra interna (analise de vibrações)	uma vez por ano	1	2	4	8	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
26	1	- Termografia - Inspecção visual	prestador de serviço externo (termografia e inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	5	1	10	50	- Termografia - Inspecção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual e termografia) e mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	5	1	10	50	Antes da ruptura acontecem outros fenómenos que podem ser detectados ou pelo menos minimizados (ver comentário que se segue)
	2	-Termografia	prestador de serviço externo (termografia)	uma vez por ano	1	1	4	4	- Termografia - Analise de vibrações	prestador de serviço externo (termografia, inspecção visual) e mão obra interna (analise de vibrações)	uma vez por ano	1	2	4	8	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.

ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-		Ação actual			Status actual				Ação recomendada			Status após				Comentários
-					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
Cabos guarda		por	Period.						por	Period.						
27	1	- Inspeção visual	inspecção visual realizada pelo prestador de serviço externo e mão obra interna	uma vez por ano	5	1	10	50	- Inspeção visual - Analise de vibrações	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	5	1	10	50	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
	2	Inspeção visual	inspecção visual realizada pelo prestador de serviço externo e mão obra interna	uma vez por ano	1	2	4	8	- Inspeção visual - Analise de vibrações	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	1	1	4	4	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
28	1	- Inspeção visual	inspecção visual realizada pelo prestador de serviço externo e mão obra interna	uma vez por ano	5	1	10	50	- Inspeção visual - Analise de vibrações	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	5	1	10	50	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.



## ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-		Ação actual			Status actual				Ação recomendada			Status após				Comentários
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
Cabos guarda (cont.)		por	Period.						por	Period.						
28	2	Inspecção visual	inspecção visual realizada pelo prestador de serviço externo e mão obra interna	uma vez por ano	1	2	4	8	- Inspecção visual - Analise de vibrações	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	1	1	4	4	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
Acessórios de cabos de guarda																
29	1	- Inspecção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	5	1	10	50	- Analise de vibrações - Inspecção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	5	1	10	50	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
30	1	- Inspecção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	5	1	10	50	- Analise de vibrações - Inspecção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	5	1	10	50	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.

ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-		Acção actual			Status actual				Acção recomendada			Status após				Comentários
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
Acessórios de cabos de guarda (cont.)		por	Period.						por	Period.						
31	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	5	1	4	20	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	5	1	4	20	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
32	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	5	1	4	20	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	5	1	4	20	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
33	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	1	1	4	4	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	1	1	4	4	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.

ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-	-	<u>Acção actual</u>			<u>Status actual</u>				<u>Acção recomendada</u>			<u>Status após</u>				<u>Comentários</u>
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
		<b>Acessórios de cabos de guarda (cont.)</b>	por	Period.						por	Period.					
34	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	1	1	10	10	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e análise de vibrações)	uma vez por ano	1	1	10	10	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
35	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	5	1	4	20	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e análise de vibrações)	uma vez por ano	5	1	4	20	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
36	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	1	1	10	10	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e análise de vibrações)	uma vez por ano	1	1	10	10	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.

## ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-		Acção actual			Status actual				Acção recomendada			Status após				Comentários
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
Acessórios de cabos de guarda (cont.)		por	Period.						por	Period.						
37	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	1	1	10	10	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	1	1	10	10	Análise de vibrações do cabo em diversas épocas ajuda a definir o nível de vibração do cabo e a definir critérios de colocação de amortecedores.
Apoios																
38	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	6	1	10	60	- Analise de vibrações- Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	6	1	10	60	Antes da ruptura acontecem outros fenómenos que podem ser detectados ou pelo menos minimizados (ver comentário que se segue)
	2	- Inspeção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	1	3	5	15	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e analise de vibrações)	uma vez por ano	1	1	5	5	É possível minimizar a queda de parafusos da estrutura através de uma análise de vibrações do cabo em diversas épocas e assim a definir o nível de vibração do cabo para depois definir o critério de colocação de amortecedores.

# ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-		Acção actual			Status actual				Acção recomendada			Status após				Comentários
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
Apoios (cont.)			por	Period.						por	Period.					
39	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	1	2	1	2	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual) e mão obra interna (inspecção visual e análise de vibrações)	uma vez por ano	1	2	1	2	A perda de sinalização devido a parafusos desapertados por causa da vibração não é muito frequente, no entanto a correcta definição de um critério de colocação de amortecedores no cabo, minimiza o problema.
40	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	2	2	10	40	- Inspeção visual	prestador de serviço externo e mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	2	2	10	40	As aves de grande porte normalmente são as responsáveis pela perda dos dissuasores. Este problema já foi minimizado com a introdução de novos dissuasores em aço inox.
41	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	2	1	10	20	- Inspeção visual	prestador de serviço externo e mão obra interna (inspecção visual)	uma vez por ano	2	1	10	20	A perda de ninhos artificiais quase nunca acontece.

ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-		Acção actual			Status actual				Acção recomendada			Status após				Comentários
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
Fundações			por	Period.						Por	Period.					
42	1	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	1	4	3	12	- Analise de vibrações - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual) e mão obra interna (inspeção visual e análise de vibrações)	uma vez por ano	1	2	3	6	É possível minimizar algumas das fissuras no betão através de uma análise de vibrações do cabo em diversas épocas e assim a definir o nível de vibração do cabo para depois definir o critério de colocação de amortecedores.
	2	- Inspeção visual	mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	1	3	3	9	- Inspeção visual	prestador de serviço externo e mão obra interna (inspeção visual)	uma vez por ano	1	3	3	9	Este tipo de situação é mais frequente em zonas de construção de habitações.
43	1	- Medição de resistência de terra - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual e medição de terras) e mão obra interna (inspeção visual)	5 em 5 anos	1	4	3	12	- Medição de terras - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspeção visual e medição de terras) e mão obra interna (inspeção visual)	5 em 5 anos	1	4	3	12	Este tipo de situação é mais frequente em zonas de construção de habitações.

## ANEXO VII – ANÁLISE RPN E ACÇÃO ACTUAL E RECOMENDADA NA LCGSXL

-		Acção actual			Status actual				Acção recomendada			Status após				Comentários
					Sev.	Ocor.	Det.	RPN				Sev.	Ocor.	Det.	RPN	
Fundações			por	Period.						Por	Period.					
	2	- Medição de resistência de terra - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual e medição de terras) e mão obra interna (inspecção visual)	5 em 5 anos	1	1	4	4	- Medição de terras - Inspeção visual	prestador de serviço externo (inspecção visual e medição de terras) e mão obra interna (inspecção visual)	5 em 5 anos	1	1	4	4	As características do solo determinam o nível de degradação da malha de terra. Como esta matéria é de especial importância, está definido no DR 1/92 que devem ser feitas periodicamente medições de resistência de terra.

## ANEXO VIII – REPRESENTAÇÃO DA REDE

